



## **Facultade de Ciencias Económicas e Empresariais**

Traballo de  
fin de grao

A liberalización do  
sector eléctrico en  
España e Europa

Sergio Balo García

**Xuño 2016**



# Resumo

Este traballo ten como obxectivo analizar os efectos da liberalización do sistema eléctrico en España e en Europa. Nas últimas décadas Europa estivo inmersa nun proceso de liberalización do sector eléctrico que buscaba introducir competencia nun sector que tradicionalmente se desenvolveu nun marco de competencia imperfecta. Preténdense analizar os cambios na forma de organización do sistema derivados do cambio a un mercado competitivo. Para isto contextualízase o tema teórica e historicamente para despois explicar o funcionamento do sistema liberalizado e, finalmente, analizar os cambios de modelo.

Número de palabras: 9.999

# Índice

<b>Resumo.....</b>	<b>3</b>
<b>Índice .....</b>	<b>4</b>
<b>Índice de abreviaturas .....</b>	<b>5</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>6</b>
<b>Introdución .....</b>	<b>8</b>
<b>Planificación.....</b>	<b>10</b>
<b>Desenvolvemento do traballo.....</b>	<b>11</b>
1. RAZÓNS PARA A INTERVENCIÓN PÚBLICA NO SECTOR ELÉCTRICO.....	11
2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DO SECTOR ELÉCTRICO EN EUROPA .....	14
3. FUNCIONAMENTO ACTUAL DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	21
3.1. A COMPOÑENTE DE MERCADO DO PREZO DA ELECTRICIDADE .....	23
3.2. A COMPOÑENTE REGULADA DO PREZO DA ELECTRICIDADE.....	32
3.3. A REGULACIÓN E A SUPERVISIÓN DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL .....	36
3.4. O MERCADO MINORISTA: O PREZO AO CONSUMIDOR.....	36
4. EFECTOS DA LIBERALIZACIÓN E DA PRIVATIZACIÓN NO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	37
4.1. PREZOS .....	37
4.2. CONCENTRACIÓN EMPRESARIAL .....	41
4.3. INVERTEMENTO .....	44
4.4. EFICIENCIA .....	49
4.5. PROTECCIÓN AO CONSUMIDOR.....	51
<b>Conclusións .....</b>	<b>54</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>56</b>

## Índice de abreviaturas

<b>SIGLA</b>	<b>NOME COMPLETO</b>
CESUR	Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso
CNMC	Comisión Nacional del Mercado de la Competencia
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MLE	Marco Legal Estable
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad
PVPC	Precio Voluntario al Pequeño Consumidor
REE	Red Eléctrica de España
TUR	Tarifa de Último Recurso

# Índice de figuras

FIGURA	TÍTULO	PÁXINA
1	Desagregamento do prezo do KWh nas súas dúas compoñentes	23
2	Potencia instalada (31/12/2015)	25
3	Balance eléctrico do ano 2015	25
4	Posición típica das diferentes tecnoloxías de xeración na curva de oferta agregada e dos diferentes demandantes na curva de demanda agregada	28
5	Horizontes temporais para a realización de ofertas e horas afectadas dos mercados diario e intradiario	29
6	Rede de transporte en España (31/12/2015)	31
7	Desagregamento da compoñente regulada do prezo da electricidade (1998-2009)	31
8	Contía das primas do RE por tecnoloxía e ano (2004-2009)	33
9	Porcentaxe de electricidade aportada ao sistema e de prima recibida por cada tecnoloxía renovable entre xaneiro e novembro do 2010	33
10	Evolución dos custos da compoñente regulada e progresión do déficit (1998-2009)	35

<b>FIGURA</b>	<b>TÍTULO</b>	<b>PÁXINA</b>
11	Desagregación da compoñente regulada do prezo da electricidade (1998-2009)	35
12	Evolución dos prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor doméstico en Europa (1991-2015)	38
13	Comparación entre os prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor doméstico no primeiro semestre de 1991 e de 2015	39
14	Comparación entre os prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor industrial no primeiro semestre de 1991 e de 2015	40
15	Cota de mercado e IHH para o mercado de xeración eléctrico (2009)	43
16	Puntos fortes e débiles das tecnoloxías de produción de electricidade	44
17	Incorporación de potencia ao parque de xeración español (1960-2006)	47
18	Monopolios territoriais de distribución eléctrica	49
19	Retribución anual das empresas distribuidoras	49

# Introdución

A electricidade é un ben de consumo básico e un input imprescindible no proceso produtivo. A calidade do seu servizo e o seu prezo inflúen tanto no benestar social como na produtividade dunha economía. A liberalización do sistema eléctrico a nivel europeo supuxo un cambio radical na forma de organización do sector. Este traballo pretende analizar, en sentido amplo, os efectos da liberalización sobre o funcionamento do sector eléctrico español e europeo. Máis concretamente pretende cumprir os seguintes obxectivos específicos:

- Sintetizar as xustificacións teóricas e históricas para a intervención ou liberalización do sector.
- Analizar o papel do sector público e do privado no desenvolvemento do sistema eléctrico en Europa ata a actualidade.
- Explicar o funcionamento do sistema eléctrico liberalizado e dos cambios que supuxo a liberalización.
- Analizar os efectos da liberalización sobre o sistema eléctrico.

Para acadar eses obxectivos, o traballo estrutúrase en catro apartados. O primeiro presenta os argumentos para a intervención pública e a liberalización do sector eléctrico. O segundo sintetiza a forma de organización do sector eléctrico en Europa dende o seu nacemento, centrando a atención na importancia da participación pública, privada ou a súa combinación. O terceiro apartado analiza o funcionamento actual do sector eléctrico en España e o contexto europeo posterior á liberalización, explicando os cambios na forma de organización e de regulación do sistema eléctrico que implicou o mercado liberalizado. O cuarto apartado analiza os efectos da



liberalización en cinco aspectos: evolución do prezo; concentración da actividade e grao de competencia; comportamento do investimento no sector; evolución da eficiencia, tanto dos actores individualmente como do sector no seu conxunto; e protección ao consumidor.

Este traballo seguiu a metodoloxía característica da economía aplicada, combinando a revisión de literatura coa análise empírica baseada en estatísticas oficiais.

# Planificación

A planificación temporal do traballo segue o seguinte esquema:

ACTIVIDADE	DATA	DURACIÓN
Asistencia á sesión de presentación	23-9-2015	2 horas
Planificación das sesión de traballo co titor	19-1-2016 e 20-1-2016	3 horas
Titorías (intercambio de información a través de internet ou en persoa)	Dende o 19-1-2016 ao 8-6-2016 en múltiples ocasións	5 horas
Busca de información e documentación	20-1-2016 ao 30-4-2016	90 horas
Redacción	1-5-2016 ao 31-5-2016	40 horas
Corrección e entrega do TFG	1-6-2016 ao 10-6-2016	10 horas

# Desenvolvemento do traballo

## 1. RAZÓNS PARA A INTERVENCIÓN PÚBLICA NO SECTOR ELÉCTRICO

No marco da economía de mercado a intervención pública na economía sempre foi un tema controvertido. Frecuentemente se xustificou atendendo á existencia de fallos de mercado (Aranzadi, 2014) que debían corrixirse. Partindo de que o mercado é a forma “natural” de intercambio económico<sup>1</sup>, sucede que en ocasións o seu funcionamento leva a asignacións ineficientes por motivos variados. O Estado pode intervir para corrixir as asignacións ineficientes. O debate está en se realmente o Estado é capaz de corrixir os fallos de mercado e se compensa que o faga, pois a súa intervención pode provocar diversas ineficiencias denominadas fallos do sector público. Neste marco teórico, resumido por Sánchez (2007), móvese o debate sobre a intervención pública na economía, que a continuación trataremos de centrar no sector eléctrico.

Os fallos do mercado eléctrico que xustifican a intervención do Estado son fundamentalmente dous: un problema de competencia imperfecta motivado pola existencia de economías de escala e outro de presenza de externalidades (Aranzadi, 2014). Por unha banda, a propia natureza da electricidade fai necesaria unha

---

<sup>1</sup> Algo que Chang (1995, p. 35 e ss.) critica, como sinala Sánchez (2007).

infraestrutura moi custosa para a súa produción e transporte. A rendibilización máxima desa infraestrutura require que sexa explotada monopolisticamente, especialmente no referido ao transporte. A xestión pública do monopolio evitaría que as rendas derivadas deste tipo de explotación recaesen en mans privadas, beneficiando ao conxunto da poboación en forma de menores prezos ou de maiores recursos públicos. Por outra banda, a práctica totalidade das instalacións de xeración eléctrica conlevan externalidades, custos ou beneficios que non repercuten no produtor, polo menos na súa totalidade. Así, estas externalidades provocan que a combinación óptima de tecnoloxías de produción dende a perspectiva do mercado non se corresponda co óptimo social. Actualmente, este problema agrávase debido á introdución de tecnoloxías de produción de enerxía renovables, que presentan un beneficio social superior ao beneficio económico do produtor.

Asemade, deben sinalarse dous feitos que historicamente motivaron a intervención pública no sector eléctrico. O primeiro é a dificultade para coordinar a produción e a distribución de electricidade (García e Mariz, 2005). Actualmente, a electricidade é case imposible de almacenar, feito que condiciona radicalmente o seu intercambio. A imposibilidade de almacenamento implica que en todo momento a produción debe ser igual ao consumo. Nestas condicións, a existencia dunha institución que monopolice a información dispoñible sobre consumo e produción pode aumentar a eficiencia e a seguridade do sistema eléctrico. O outro motivo que historicamente xustificou a intervención no sector eléctrico é o seu carácter estratéxico (Aranzadi, 2014), por ser a electricidade un input básico de todo proceso produtivo e ben imprescindible para o consumo doméstico. En definitiva, o estado actual da tecnoloxía, que converte a electricidade nun servizo público universal e estratéxico motiva a intervención pública para garantir dito servizo.

Fronte a eses argumentos que xustifican a actuación pública, os defensores da non intervención pública no sector eléctrico utilizan principalmente dous argumentos. Por unha banda, aceptando a existencia de fallos de mercado e dos restantes problemas anteriormente expostos que dificultan o funcionamento competitivo do mercado, non confían en que a xestión pública poida solucionar estes problemas. Por

outra banda, resaltan os efectos negativos da intervención, tanto pola distorsión do mercado como polos inconvenientes xerados ás empresas. Os fallos do sector público fan que non compense a intervención para reducir os fallos de mercado, pois aqueles son superiores e a intervención non sempre logra eliminalos.

Con respecto ao primeiro argumento, os seus defensores sinalan que o Estado non ten maior capacidade que as empresas privadas para acceder á información dos consumidores e consideran o mercado como o método máis eficiente de intercambio de información. A intervención pública ante problemas de competencia perfecta pode xerar unha xestión burocratizada que implique unha incorrecta toma de decisións, aumentando a ineficiencia (Gallego e Victoria, 2012). A segunda argumentación refírese aos efectos da intervención pública nos axentes privados. O Estado distorsionará o mecanismo de formación de prezos ata o punto no que deixe de reflectir os custos (reais ou de oportunidade), o que implicará un funcionamento ineficiente (Gallego e Victoria, 2012). Ademais, existe un risco regulatorio (Arnedillo, 2011), cando o Estado reduce a liberdade de acción das empresas, incrementando o seu custo de financiamento e distraendo os seus esforzos da xestión de riscos e da redución de custos.

En definitiva, os defensores da non intervención confían en que o libre funcionamento do mercado é a maneira de acadar maior eficiencia no funcionamento do mercado eléctrico<sup>2</sup>, pois sempre son menores as ineficiencias causadas polos fallos de mercado que as xeradas pola burocratización. Isto tradúcese na confianza en que o libre mercado conleva un prezo menor para a electricidade que a intervención. Polo tanto, o menor prezo da electricidade nun mercado liberalizado é o seu principal argumento.

Actualmente, en Europa acéptase o funcionamento do sector eléctrico baseado na existencia dun mercado. Porén, dito mercado eléctrico está regulado, polo que os

---

<sup>2</sup> Porén, cómpre resaltar que hai estudos que sinalan que a maior eficiencia da empresa privada non está demostrada en situacións nas que o mercado opera en competencia imperfecta (véxase Mur Sangrá, 2005).

axentes non teñen plena liberdade de acción. O mercado eléctrico europeo aposta pola competencia como mecanismo básico para garantir a eficiencia do sistema. Nese sentido, o sector público regula o mercado co obxectivo principal de defender e fomentar a competencia. Acéptase que existen fallos de mercado e, ante esta realidade, considérase que o óptimo non é asumir a xestión pública integral do sistema eléctrico, senón intervir combinando regulación e incentivos na procura dun mercado competitivo que garanta un subministro eléctrico de calidade, sostible económica e medioambientalmente, ao menor custo posible (Costa, 2014).

## **2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DO SECTOR ELÉCTRICO EN EUROPA**

Presentada a forma de organización do sistema eléctrico e a súa estrutura en Europa convén facer memoria, seguindo a Comín e Díaz (2004) para coñecer como se chegou ao estado actual. En Europa, o primeiro aproveitamento da enerxía eléctrica foi para iluminar vilas e cidades a finais do século XIX. Os municipios interviñan na súa explotación, para prestar este servizo público nas áreas urbanas en crecemento. Así sucedeu na maioría dos países europeos, aínda que diferiu a forma de intervención entre a xestión municipal directa e a regulación da concesión de monopolios: e en ocasións tamén subvencións, a empresas privadas.

En Inglaterra conviviron ambas formas de organización: nun primeiro momento, optouse xeralmente por outorgar concesións que, aínda que eran xenerosas cos empresarios limitaban o poder de monopolio; posteriormente, os concellos viron na distribución de electricidade unha fonte de ingresos fáciles polo que aumentou a xestión directa.

En Alemaña tamén se pasou da concesión á explotación directa, mais non buscaba obxectivos fiscais, senón a prestación do servizo ao menor custo posible, pero sen endebedarse, e utilízalo para atraer investimento e protexer á pequena empresa<sup>3</sup>.

En Francia a finais do século XIX comezan a cobrar importancia as ideas socialistas e o proteccionismo, o que leva ao Estado a intervir na prestación de servizos públicos. Así, concedéronse aos municipios amplos poderes para a creación de centrais e redes eléctricas. Cada concello creou a súa propia empresa que, aínda que fose privada estaba controlada tecnicamente polo Estado e financeiramente polo Concello.

En Holanda o sector eléctrico naceu dunha iniciativa privada escasamente regulada, pero a finais do século XIX, os municipios ceden ás presións dos consumidores, principalmente dos industriais, e nacionalizan<sup>4</sup> as compañías eléctricas locais para que as rendas dos monopolios se trasladasen aos consumidores (en forma de menores prezos) e ás facendas locais.

Finalmente, en España optouse masivamente pola concesión á iniciativa privada do subministro de electricidade, principalmente porque a pobreza das arcas municipais impedía realizar os investimentos necesarios, pero tamén por ideoloxía e pola presión dos intereses privados. Con este sistema de explotación, a corrupción da época levou a consolidar monopolios privados que foron un atranco para o desenvolvemento industrial, debido aos elevados prezos que mantiveron.

Dende pouco despois do nacemento da industria eléctrica como un fenómeno basicamente local xurdiu unha tendencia ao aumento de tamaño das empresas, co obxectivo de aproveitar as economías de escala derivadas do avance tecnolóxico. A principios do século XX buscouse aproveitar economías de escala fomentando a

---

<sup>3</sup> Convén chamar a atención sobre o sucedido en Alemaña no nacemento da industria eléctrica. Nun primeiro momento, cando a tecnoloxía aínda non estaba madura e o investimento era arriscado, a iniciativa emprendedora deixábase en mans privadas. Mais tarde, cando a tecnoloxía estaba madura e o investimento era seguro, o sector público asumía directamente o control e a propiedade das empresas, porque se consideraba que a súa xestión era máis eficiente, sobre todo no caso de monopolios naturais. Esta é a filosofía contraria á que guiou o desenvolvemento recente das enerxías renovables en Europa.

<sup>4</sup> Posiblemente sexa máis convinte dicir “municipalizan”.

construción de liñas eléctricas e de grandes compañías. En Francia optouse polo investimento directo do Estado. En Alemaña, nunha primeira fase, optouse por regular a iniciativa privada, para posteriormente crear empresas públicas que adquiren a infraestrutura privada. En Holanda fusionáronse as empresas públicas municipais para crear corporacións públicas a nivel provincial ou rexional.

Cando estoura a primeira Guerra Mundial a electricidade xa era empregada na produción industrial. Os Estados involucrados no conflito intentan aumentar o seu control sobre a enerxía eléctrica para utilizala con fins militares. Da Primeira Guerra Mundial xurdirán as grandes empresas de xeración eléctrica, creadas polo sector público con fins estratéxicos militares. No período de entreguerras os cambios na estrutura do sector eléctrico continúan a senda da integración para aproveitar as economías de escala. Nesta época, os Estados continúan financiando a construción de grandes centrais de produción capaces de xerar electricidade a un prezo moi baixo; e paralelamente fomentan a construción de infraestrutura de transporte e a converxencia das empresas de distribución locais.

Este fenómeno, xeral a escala europea, presenta certas particularidades en cada país. En Inglaterra concedéuselle o monopolio do transporte a unha empresa pública que seleccionou aos produtores máis eficientes (tanto empresas privadas como propiedade de grandes municipios); mais que vendía ás empresas distribuídas propiedade fundamentalmente de municipios, moitos deles pequenos, aos que non lle compensaba modernizar a rede. A fragmentación mantívose na distribución de electricidade ata a Segunda Guerra Mundial.

En Alemaña a Administración Central e os Estados crearon grandes empresas, ás veces de capital mixto, que foron converxendo na creación dunha rede eléctrica nacional. O Estado central alemán interveu ademais cunha intensa regulación, buscando aumentar a eficiencia do sistema eléctrico. Porén, a distribución permaneceu, tamén en Alemaña, nas mans das pequenas compañías propiedade dos municipios.



En Francia prodúcense dous feitos destacables: a creación de grandes empresas de capital mixto tanto na xeración como na distribución de electricidade; e o aumento da regulación do sector en consonancia co aumento da intervención do Estado na economía baixo o goberno da Fronte Popular.

En España nesta época tamén aumenta o tamaño das empresas para aproveitar as economías de escala, aínda que o Estado apenas intervén, mais que concedendo e ampliando os monopolios como levaba facendo dende finais do século XIX. En materia de empresa pública España ía, a mediados da década dos 30 moi por detrás das potencias europeas.

Coa Segunda Guerra Mundial aumenta novamente o control da economía por parte do Estado, co obxectivo de utilizar toda a capacidade produtiva para gañar a guerra. Trala guerra, xorde unha política que busca o consenso político e a concordia social para lograr a reconstrución económica. Baixo o consenso keynesiano, aumenta a intervención estatal na economía, motivado tamén pola incapacidade do sector privado para xerar crecemento económico.

No Reino Unido nacionalizáronse as industrias de rede. Crearon a *British Electricity Authority*, que integraba a xeración e o transporte de electricidade e promovía a investigación e a formación ao tempo que planificaba o investimento. Paralelamente crearon os consellos rexionais de electricidade, que mediante expropiacións impulsaron a concentración para aproveitar as economías de escala, que entón se aproveitaban a escala rexional.

En Francia nacionalizouse xa durante a guerra toda a produción eléctrica, que pasou a estar xestionada por unha única empresa. Trala guerra utilizouse esta empresa para unificar a rede de distribución e para acelerar o crecemento a través dun intenso programa de investimento con cargo ao Plan Marshall.

En Italia creouse ENEL, á que se lle concedeu o monopolio da produción e distribución de electricidade. Pola contra, en Alemaña iníciase un proceso privatizador que buscaba a creación dun capitalismo popular. Así, as grandes empresas eléctricas, todas elas empresas mixtas nas que o Estado era o principal accionista ou incluso

propiedade exclusiva do Estado, son progresiva e lentamente privatizadas dende os anos 60. Sen embargo, a existencia de monopolios territoriais e a competencia francesa retrasaron a privatización e desregulación do sector.

En Austria a nacionalización das empresas propiedade de Alemaña implicou que o 85% das compañías eléctricas pasasen a mans públicas. Neste país cada Estado rexional contou coa súa propia compañía, coordinada cunha axencia estatal de electricidade.

O sector eléctrico español, pola súa banda, evitou as nacionalizacións franquistas<sup>5</sup> pola oposición dos seus propietarios, interesados no mantemento dos monopolios territoriais. O Estado limitouse a crear unha empresa pública, ENDESA, coa que contribuíu ao aumento da oferta e á racionalización e normalización do sector.

Durante a chamada idade de ouro do capitalismo, o peso do sector público empresarial foi aumentando lentamente de forma xeral en toda Europa. Máis tarde, como consecuencia da crise do petróleo, a empresa pública empresarial aumentou bruscamente, ao actuaren os Estados como sanatorios de empresas. O sector eléctrico non foi alleo ao primeiro destes fenómenos. Co impulso á empresa pública eléctrica buscábase basicamente aumentar o tamaño e a eficiencia empresarial. Mais este non era o único obxectivo, pois en todo momento a actividade das empresas estivo condicionada ao interese xeral, concepto ambiguo<sup>6</sup>, e isto tivo consecuencias na súa xestión. Nesta época nace a concepción actual (negativa)<sup>7</sup> da empresa pública, pois é entón cando xorden con forza as críticas de politización, burocratización e de merma

---

<sup>5</sup> A política nacionalizadora do franquismo ten unhas motivacións radicalmente diferentes das que motivaron estas intervencións no resto de Europa. En España está motivada polo modelo económico autárquico; mentres que en Europa o crecemento está baseado na colaboración entre países co obxectivo de aumentar o benestar e a estabilidade.

<sup>6</sup> Xeralmente, servir ao interese público significou someter a xestión empresarial aos intereses políticos do momento.

<sup>7</sup> No Reino Unido pedíaselle ás empresas públicas que servisen ao interese público e que funcionasen de xeito eficiente e con equilibrio orzamentario. Servir os tres obxectivos conxuntamente podía supoñer unha contradición e así sucedeu a raíz da crise do petróleo, cando se lle prohibiu ás empresas trasladar aos consumidores o encarecemento das materias primas. Isto xeroulle ás empresas eléctricas perdas económicas que danaron intensamente a súa imaxe.

da eficiencia derivada da falta de competencia. Sen embargo, cómpre sinalar que as empresas do sector eléctrico se encontraron sempre entre as empresas públicas máis eficientes e rendibles, aínda que isto non as libre das críticas citadas.

Para completar o panorama histórico europeo do sector eléctrico, cómpre deterse brevemente no que acontece nos pequenos países. Nos Países Baixos a importancia da empresa pública era escasa, limitándose a pequenas compañías de distribución propiedade dos municipios. Sen embargo, en Bélxica, a meirande empresa eléctrica era privada, mais estivo sempre sometida a unha forte regulación. En Dinamarca e Suecia o sector público empresarial carecía de importancia. En Finlandia o Estado creou varias empresas eléctricas alí onde a iniciativa privada non estaba interesada en investir. Irlanda contou cunha compañía pública estatal de electricidade dende finais dos anos 20, que coordinaba a actividade de pequenas eléctricas públicas ou privadas. Portugal interviña escasamente no sector eléctrico mediante pequenas compañías públicas ou privadas, mais tras a Revolución dos Caraveis nacionalizou as principais empresas produtoras de electricidade. E tamén creou unha compañía pública que funcionaba en réxime de monopolio, co obxectivo de integrar a distribución e mellorar a rede, establecendo unha tarifa única para todo o país.

Dende os anos 70 Europa introduciuse nun proceso de privatización de empresas públicas que pode ser calificado de masivo. Esta privatización simultánea é suxeito de tres explicacións diferentes (Clifton, Comín e Fuentes, 2006). Por unha banda, considérase que é unha privatización ideolóxica froito da confianza nas forzas do mercado. En segundo lugar, pode falarse dunha causalidade múltiple, de motivos diversos que afectaron a cada país de forma autónoma. En terceiro lugar, están os que defenden que o proceso privatizador estivo motivado polos requisitos para a integración político-económica europea. Clifton, Comín e Fuentes sosteñen que o que explica a privatización das industrias públicas en rede foi este terceiro motivo. A maioría de países privatizou as empresas enerxéticas nos anos previos á liberalización marcada por Europa. Non obstante, a UE non emprendeu unha política de

privatización<sup>8</sup>, senón que esta foi consecuencia da integración, ao ser empregada por moitos gobernos para liberalizar. A construción de Europa promove a privatización, transformando o Estado de interventor en regulador, ao centrar a súa función na corrección dos fallos de mercado e no fomento da competencia a través de normas legais. Cómpre sinalar que outros factores externos á UE que chegaron coa globalización, tales como o cambio tecnolóxico, tamén se sumaron á influencia da UE como motor da globalización.

O programa privatizador no sector eléctrico nace coa reestruturación das entidades públicas como sociedades anónimas de propiedade pública maioritaria dende mediados dos 80 e materialízase nos 90. Mais non foi un proceso homoxéneo. As directivas europeas de liberalización actuaron como catalizadores, pero o proceso estivo condicionado por factores complexos como o tamaño da economía, o legado da empresa pública, a centralización política, a presión externa, o modelo institucional e o grao de desenvolvemento dos mercados de capital. O resultado foi unha privatización parcial e irregular. A maior parte das vendas tivo lugar entre o 1998 e o 1999<sup>9</sup>, xusto despois de que se ditasen as normas europeas liberalizadoras do sector en 1996 e 1998. Reino Unido é o único país que privatizou integramente o sector eléctrico. En países como Bélxica ou España, nos que a empresa pública nunca tivera unha presenza importante, as empresas públicas representan menos da cuarta parte do emprego do sector á altura do 2000; mentres que no conxunto da UE esta cifra elévase ata o 43%. Isto manifesta que o sector eléctrico non se privatizou intensamente, senón que continúa baixo o control do Estado na maioría de países. En Alemaña, Austria, Países Baixos, Bélxica, Dinamarca e Suecia o sector eléctrico está total ou parcialmente controlado por compañías locais ou rexionais. Francia resistiuse á liberalización e privatización do sector para protexer ao seu operador principal.

---

<sup>8</sup> “As autoridades europeas estarían obrigadas a permanecer neutrais en cuestións de propiedade e deben restinxir o seu cometido a asegurar a competencia efectiva e a provisión de servizos públicos” (Clifton, Comín e Díaz, 2006, p. 4).

<sup>9</sup> Reino Unido adiantouse, pois comezou a finais dos anos 80.

Palazuelos e Vara (2008) distinguen cinco situacións nacionais en materia de participación estatal no sector eléctrico á altura de mediados da década do 2000:

1) Unha única empresa estatal controla tódalas fases do mercado, como sucede en Portugal, Grecia, Irlanda, Eslovenia, Estonia, Letonia, Lituania, Chipre e Malta. En Francia dúas empresas públicas controlan todo o ciclo eléctrico, unha o transporte e outra as demais fases. Unha filial da empresa francesa de transporte controla o mercado belga. En Austria mantéñense as empresas públicas rexionais que controlan verticalmente o mercado.

2) Nos países nórdicos (Suecia, Dinamarca e Finlandia) a xeración está dominada por unha empresa pública e por unha compañía pública ou privada estranxeira; o transporte e distribución está integrado nun único mercado para os tres países e a comercialización realízase por un amplo número de axentes.

3) Nos países do Leste, hai unha presenza maioritaria de empresas públicas en tódalas fases do mercado. Sen embargo, estas compañías están en fase de privatización e son adquiridas polas principais multinacionais europeas.

4) En Alemaña, España, Holanda e Luxemburgo, predomina un grupo reducido de empresas privadas que manteñen a integración vertical.

5) En Italia e Reino Unido, a situación é máis descentralizada, con cotas de mercado diseminadas en tódalas fases. Porén, as grandes multinacionais europeas estanse facendo co control de moitas compañías de pequeno tamaño.

### **3. FUNCIONAMENTO ACTUAL DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL<sup>10</sup>**

Así se chega á actual situación do sistema eléctrico en Europa. A UE pretende establecer un mercado único europeo de electricidade e dende 1996 promulgou normativa co obxectivo de liberalizar os mercados dos diferentes países e de

---

<sup>10</sup> Cando non se indique outra cousa a fonte de información de este apartado é Gallego e Victoria (2012) e a páxina web da OMIE.

interconectalos para acadar dito obxectivo. Aínda non pode falarse da existencia dun mercado único a nivel europeo, pero si de varios mercados rexionais que, en parte, están interconectados. Os mercados rexionais son catro (OMIE): o ibérico (que inclúe a España e Portugal), o nórdico (Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Estonia, Letonia, Lituania e partes de Alemaña e Reino Unido), o centroeuropeo (Alemaña, Francia, Austria, Suíza e Luxemburgo) e o italiano. O funcionamento destes mercados é practicamente idéntico. Así, explicarase como funciona o mercado eléctrico en España, pois é extensible, sen apenas salvedades, ao conxunto dos mercados europeos.

Antes da entrada en vigor do novo marco regulatorio en 1998 en España estaba vixente o coñecido como MLE. Baixo este sistema existían monopolios territoriais que concentraban as catro actividades nunha única empresa, estando regulados polo Estado<sup>11</sup> os prezos cobrados aos consumidores e pagados ás industrias. Agora, no sistema eléctrico distínguense catro actividades: xeración, transporte, distribución e comercialización. A xeración é a produción de electricidade a partir de recursos fósiles ou do aproveitamento de recursos renovables. Distínguense os produtores con capacidade de produción inferior a 50 megawattios, que son obxecto de especial protección e constitúen o chamado Réxime Especial. O transporte está integrado polas redes de alta tensión, que en España son propiedade da empresa pública REE. A distribución constitúena as redes de media e baixa tensión, que son propiedade das empresas que antes contaban con monopolios territoriais, pero tanto o seu acceso como as súas tarifas están reguladas por lei. A comercialización consiste na venda de electricidade aos consumidores finais.

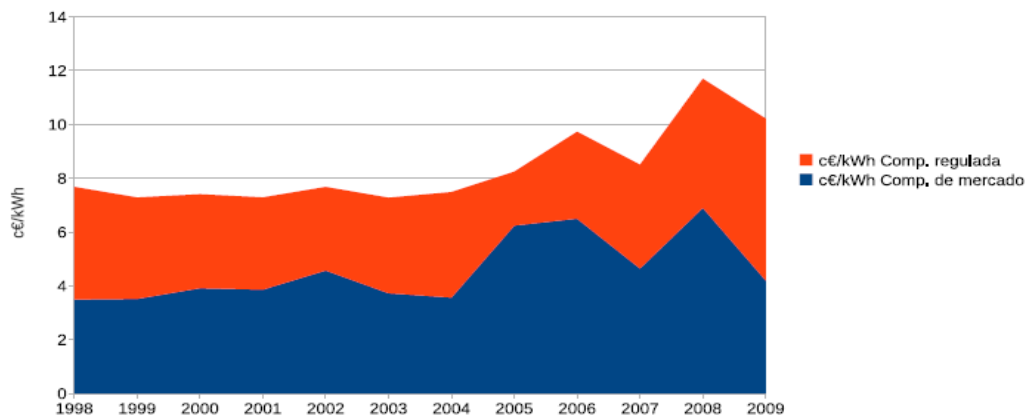
No actual marco regulatorio conviven sectores regulados (transporte e distribución) con outros liberalizados (produción e comercialización). Teoricamente unha mesma empresa non pode operar nun segmento de mercado regulado e nun liberalizado. Para integrar as catro partes do mercado combínase un sistema de mercado coa intervención do Estado. Así, as comercializadoras e as produtoras negocian o prezo e a cantidade de electricidade a intercambiar nun mercado. Despois,

---

<sup>11</sup> Isto é válido para o funcionamento do sistema eléctrico con anterioridade ao MLE.

o Estado fixa o prezo que as primeiras deben pagar por trasladar a electricidade dende o lugar de produción ata o consumidor final. Como resultado disto, no prezo final da electricidade hai dúas compoñentes, a de mercado e a regulada. No ano 2010 o 54,4% do prezo final da electricidade correspondía á compoñente regulada<sup>12</sup> e o 45,6% á parte de mercado<sup>13</sup> (Rivero, 2011). A evolución das dúas compoñentes obsérvase na figura 1.

**Figura 1:** Desagregamento do prezo do KWh nas súas dúas compoñentes



Fonte: Gallego e Victoria (2012)

### 3.1. A COMPOÑENTE DE MERCADO DO PREZO DA ELECTRICIDADE

Existen tres tipos diferentes de mercados eléctricos en España:

- Mercados non organizados: son contratos bilaterais estables en prezos e cantidades que acordan un produtor e un consumidor de *motu proprio* para un período de tempo determinado.

<sup>12</sup> 24,8% a xeración, 4,6% a transporte e 16,2% a distribución. Véxase tamén a figura 7 (páx. 31)

<sup>13</sup> 22,5% para as primas ao Réxime Especial, 18,7% son impostos, 6,1% corresponde á anualidade do déficit anterior, 3% á compensación extrapeninsular e 4,1% ao resto de partidas da parte regulada (que a continuación se detallarán). Véxanse as figuras 10 e 11 (páx. 35).

- Mercados de axustes de REE.
- Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

A maioría da electricidade da Península Ibérica intercámbiase no MIBEL<sup>14</sup>, no que participan axentes españois e portugueses. Funciona a través de internet mediante un programa informático, o que permite que opere de xeito rápido e que nel interveñan gran cantidade de axentes. Non existe un único mercado, senón que o mercado ibérico da electricidade está composto por dous tipos diferentes de mercado:

- Mercado a prazo: xestionado polo OMIP, o operador do mercado ibérico portugués.
- Mercados diario e intradiario: xestionados por OMIE, o operador do mercado ibérico español.

O mercado diario negocia sobre as 12:00 horas do día D-1 o intercambio de electricidade para cada unha das 24 horas do día D. Os produtores realizan 24 ofertas de prezo e potencia que están dispostos a producir para cada un dos 24 períodos horarios do día seguinte. Os demandantes fan ofertas de compra analogamente. Na figura 2 vense os diferentes tipos de tecnoloxías de produción e na figura 3 a cantidade de enerxía producida por cada unha delas en 2015.

Os demandantes do mercado diario son de dous tipos: empresas comercializadoras ou consumidores directos. O primeiro tipo son empresas que adquiren enerxía no mercado primario para vendérllela aos consumidores finais. As comercializadoras máis grandes son as filiais de Iberdrola, Endesa e Gas Natural-Unión Fenosa adicadas á comercialización. Os consumidores directos son grandes consumidores, xeralmente empresas industriais que empregan enormes cantidades de enerxía eléctrica no proceso produtivo, ás que a lei lle permite o acceso ao mercado en calidade de demandantes.

---

<sup>14</sup> No 2014 máis do 80% da electricidade consumida e producida en España e Portugal se negociou neste mercado. Isto supuxo transaccións por case 11.000 millóns de €.



Figura 2: Potencia instalada (31/12/2015)

## POTENCIA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 15/14	MW	% 15/14	MW	% 15/14
Hidráulica	18.668	4,9	1	0,0	18.669	4,9
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	0,0	510	0,0	11.482	0,0
Fuel / gas	0	-100,0	2.784	-0,2	2.784	-15,8
Ciclo combinado (1)	25.348	0,0	1.851	0,0	27.199	0,0
Hidroeléctrica	-	-	12	0,0	12	0,0
Resto hidráulica (2)	2.109	0,0	0,5	0,0	2.109	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.003	0,0
Solar fotovoltaica	4.423	0,5	244	0,3	4.667	0,5
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	984	0,0	5	0,0	989	0,0
Cogeneración y resto	7.098	0,0	121	0,0	7.219	0,0
<b>Total</b>	<b>102.613</b>	<b>0,4</b>	<b>5.686</b>	<b>-0,1</b>	<b>108.299</b>	<b>0,4</b>

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.  
 (2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). // Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Fonte: REE (2015).

Figura 3: Balance eléctrico do ano 2015

## BALANCE ELÉCTRICO ANUAL (1)

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14	GWh	% 15/14
Hidráulica	25.733	-28,2	0	-	25.733	-28,2
Nuclear	56.796	-1,0	-	-	56.796	-1,0
Carbón	54.553	23,8	2.119	-12,3	56.672	21,9
Fuel / gas (2)	-	-	6.891	3,4	6.891	3,4
Ciclo combinado (3)	26.086	18,2	4.131	7,1	30.217	16,6
Consumos generación (4)	-7.087	8,0	-751	-0,5	-7.838	7,1
Hidroeléctrica	-	-	9	-	9	-
Resto hidráulica (5)	5.659	-19,9	4	2,2	5.663	-19,9
Eólica	47.948	-5,3	432	9,1	48.380	-5,2
Solar fotovoltaica	7.861	0,8	402	-0,7	8.264	0,7
Solar térmica	5.158	4,0	-	-	5.158	4,0
Térmica renovable	4.921	4,3	10	-10,1	4.930	4,3
Cogeneración y resto	26.845	4,9	339	16,6	27.183	5,0
<b>Generación neta</b>	<b>254.473</b>	<b>0,4</b>	<b>13.585</b>	<b>2,2</b>	<b>268.057</b>	<b>0,4</b>
Consumos en bombeo	-4.497	-15,6	-	-	-4.497	-15,6
Enlace Península-Baleares (6)	-1.328	2,3	1.328	2,3	0	-
Intercambios internacionales (7)	-467	-86,3	-	-	-467	-86,3
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>248.181</b>	<b>1,9</b>	<b>14.913</b>	<b>2,2</b>	<b>263.094</b>	<b>1,9</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. (7) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Fonte: REE (2015).

O operador de mercado organiza as ofertas de venda de xeito crecente e as de demanda de modo decrecente, xerando así as curvas agregadas de oferta e demanda. Cada oferente e demandante pode dividir a súa oferta ata 25 tramos, con volume de oferta e prezo diferente. O punto no que se corten as curvas indicará o volume de enerxía intercambiado cada hora e o seu prezo. Os tramos das curvas situados á esquerda do punto de corte indican a cantidade de enerxía que debe producir ou consumir cada axente do mercado<sup>15</sup>. As ofertas de venda poden ser simples, que consisten na oferta dun determinado volume de electricidade a un determinado prezo para un tramo horario determinado; ou complexas, se incorporan condicionamentos técnicos á oferta<sup>16</sup>.

Unha vez obtidos os resultados da casación de oferta e demanda o operador de mercado transmítellos ao operador de sistema, que debe validar a viabilidade técnica do intercambio. Este proceso denomínase xestión das restricións técnicas do sistema e consiste en analizar a capacidade da rede de transporte para permitir os intercambios de electricidade acordados no mercado. As restricións da rede de transporte supoñen unha modificación dos acordos do mercado que representa entre o 4% e 5% do volume de enerxía negociado. Estas restricións técnicas afectan especialmente á conexión entre España e Portugal, pois as redes que conectan ambos países non

---

<sup>15</sup> Este modelo de casación marxinalista, coñecido como EUPHEMIA aplícase en todos os mercados europeos por mandato da UE.

<sup>16</sup> Estes condicionamentos técnicos son de catro tipos:

- Condición de indivisibilidade: permítelle ao produtor declarar indivisible o primeiro tramo de oferta dunha hora, de modo que non poida entrar no mercado parcialmente.

- Gradiente de carga: permite limitar a enerxía casada nunha hora en función da producida na hora anterior e na seguinte. Hai tecnoloxías de produción que non poden empezar a producir nin deixar de facelo de forma brusca.

- Ingresos mínimos: Permítelle a unha unidade de produción retirar unha oferta para unha determinada hora se non consegue un mínimo de ingresos fixos no día máis unha remuneración variable por cada MWh casado.

- Parada programada: Se unha unidade de produción se retira por non cumprirse a condición de ingresos mínimos permítelle realizar unha parada progresiva aceptando a oferta para o primeiro tramo de cada unha das tres primeiras horas do día, a condición de que dita oferta sexa decrecente en volume de enerxía. Evita as interrupcións bruscas de produción.

sempre teñen capacidade para transportar a enerxía negociada internacionalmente. En 2014 a rede entre ambos países estivo ocupada totalmente un 10% das horas, o que motivou a fixación de prezos por separado no mercado Español e no Portugués, o que se coñece como Market Splitting ou separación de mercados. O resultado trala aplicación das restricións técnicas é o Programa Viable Diario Definitivo.

O tipo de tecnoloxía de produción condiciona a actuación dun oferente no mercado. Asemade, o tipo de consumidor condiciona o papel que pode xogar como demandante. Isto represéntase na figura 4. As enerxías eólica, fotovoltaica e nuclear ofertan a prezo cero para así asegurarse a entrada no mercado, esperando que o prezo de casación sexa positivo. As primeiras fano así porque non poden almacenar o recurso a partir do cal producen enerxía, a última porque necesita manterse en funcionamento continuamente<sup>17</sup>. As centrais térmicas (carbón, gas e ciclo combinado) ofertan a súa enerxía a un prezo medio, mentres que a hidráulica de encoro é a que oferta ao maior prezo. Isto é así porque ás primeiras seralles rendible producir unha vez que cubran os seus custos variables, mentres que as segundas afrontan custos de oportunidade<sup>18</sup>. As comercializadoras realizan ofertas de compra ao prezo máximo, esperando un menor prezo de casación. Así, garanten entrar no mercado, pois non poden deixar sen servizo aos seus clientes. A industria programable (industria pesada, fundamentalmente) e as estacións de bombeo<sup>19</sup> están interesadas en comprar a menor prezo. O prezo en cada momento dependerá da capacidade de oferta de cada tecnoloxía e da cantidade demandada por cada tipo de consumidor. En noites con

---

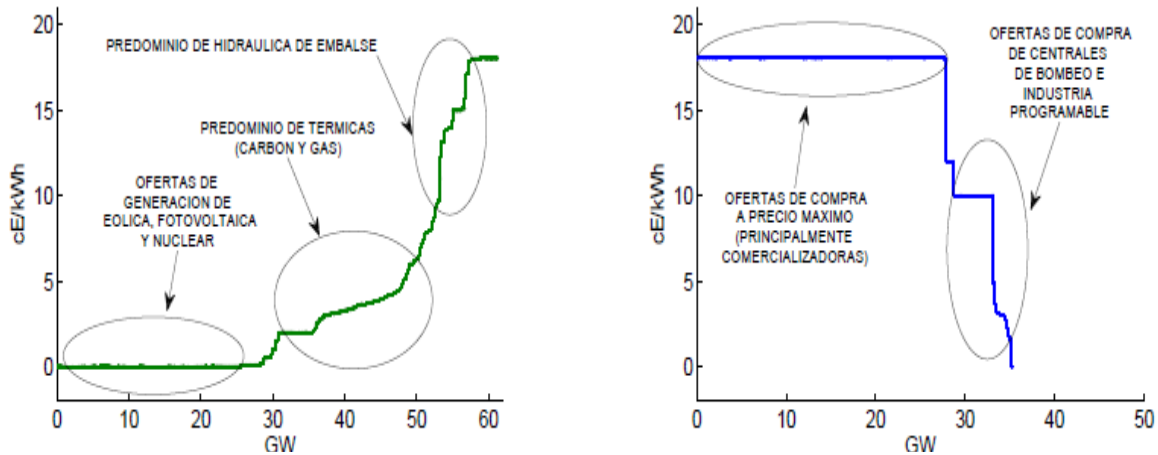
<sup>17</sup> Non obstante, as centrais nucleares ofertan a prezo cero a cantidade de enerxía que lle permite manter a central a un nivel de funcionamento moi baixo, a oferta de enerxía que implique superar este nivel de mantemento xa non será ofertada a dito prezo.

<sup>18</sup> As térmicas poden adquirir máis materia prima e seguir producindo. A hidráulica de encoro ten que xestionar ben a auga almacenada tentando producir cando o prezo da electricidade sexa maior.

<sup>19</sup> As estacións de bombeo son construcións adicionais aos embalses, adócanse a bombear de novo para o embalse a auga que sae destes. Funcionan cando o prezo da electricidade é baixo, para verter a auga bombeada cando o prezo é máis alto, para que así sexa rendible a operación.

vento (baixa demanda de comercializadores e elevada oferta a prezo) o prezo pode ser nulo ou moi baixo<sup>20</sup>.

**Figura 4:** Posición típica das diferentes tecnoloxías de xeración na curva de oferta agregada e dos diferentes demandantes na curva de demanda agregada



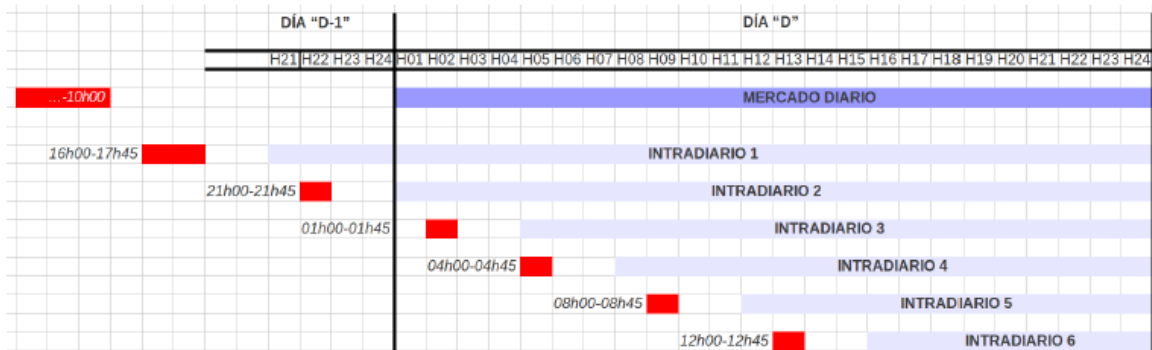
Fonte: Gallego e Victoria (2012).

O mercado intradiario é un mercado de axustes, que permite que os axentes do mercado diario poidan facer cambios aos seus compromisos de venda ou adquisición, unha vez coñecidos os resultados do mercado diario, ata catro horas antes do período de intercambio. Os axentes que participan neste mercado son os mesmos que participan no diario, e o seu funcionamento tamén é o mesmo. As unidades de produción e de venda poden presentar múltiples ofertas, tanto de compra como de venda, dividíndoas nun máximo de 5 tramos. Os axentes só poderán participar nas sesións do mercado intradiario que se correspondan coas sesións horarias do mercado diario nas que previamente participaran ou non o fixeran por non estar dispoñibles.

<sup>20</sup> Se ben nalgúns mercados europeos permítense os prezos negativos, o MIBEL fixa un prezo mínimo de 0€ e un máximo de 180€ por MWh.

Existen seis sesións do mercado intradiario, tal como se representa na figura 5. As ofertas de venda poden ser simples ou complexas<sup>21</sup>.

**Figura 5:** Horizontes temporais para a realización de ofertas e horas afectadas dos mercados diario e intradiario



Nota: Ofertas en vermello e horas afectadas en morado

Fonte: Gallego e Victoria (2012).

<sup>21</sup> As ofertas complexas inclúen as seguintes condicións:

- Gradiente de carga
- Ingresos mínimos
- Aceptación completa na casación do tramo primeiro da oferta de venda.
- Aceptación completa en cada hora na casación do tramo primeiro da oferta de venda.
- Número mínimo de horas consecutivas de aceptación completa do tramo primeiro da hora de venda.
- Enerxía máxima: permite a unidades que teñen unha limitación na dispoñibilidade de enerxía ofertar en todas as horas pero limitando o valor casado a un máximo global de enerxía.

As ofertas de adquisición tamén poden incorporar condicións complexas. Concretamente as seguintes:

- Gradiente de carga
- Pagos máximos: equivalente á condición de ingreso mínimo.
- Aceptación completa na casación do tramo primeiro da oferta de compra.
- Aceptación completa en cada hora na casación do tramo primeiro da oferta de compra.
- Número mínimo de horas consecutivas de aceptación parcial ou completa do tramo primeiro da hora de compra.
- Enerxía máxima.

O operador do sistema eléctrico na totalidade do territorio español é a empresa REE. Trátase dunha empresa mixta da que un 20% do accionariado é propiedade do Estado español a través da Sociedad Estatal de Participaciones Industriales. A súa función é o mantemento da seguridade e a continuidade do subministro eléctrico en todo momento. Para acadar esta función debe equilibrar en todo momento consumo e produción e coordinar esta coa rede de transporte, da que é propietaria en exclusiva, contando con dous mecanismos. En primeiro lugar, REE ten capacidade para ordenar ás centrais de produción eléctrica aumentar ou diminuír o seu consumo nun determinado momento para atender variacións imprevistas da demanda. En segundo lugar, REE é a xestora dos mercados de servizos de axuste<sup>22</sup>. REE tamén xestiona o servizo de interrumpibilidade, que consiste en pagarlle a grandes consumidores por estar dispostos a deixar de consumir electricidade de forma repentina ante puntas de consumo extraordinario<sup>23</sup>. Na figura 6 explícase a rede de transporte propiedade de REE.

---

<sup>22</sup> Os servizos de axuste son de tres tipos (REE e Carbajo, 2014):

- Solución de restricións técnicas: limitación e modificación dos programas de produción das unidades de xeración e das centrais de bombeo para adecuarse ás restricións técnicas.

- Servizos complementarios: son tres: reserva de potencia adicional a subir, regulación secundaria e regulación terciaria. Os tres son mercados de electricidade. O primeiro garante a dispoñibilidade de potencia de forma inmediata se fose necesaria. Os outros dous equilibran consumo e produción de forma inmediata, as diferenzas entre eles é o tempo durante o que se actúa para manter o equilibrio e que na regulación secundaria actúan produtores e consumidores e na terciaria só consumidores.

- Xestión de desvíos: mercado para solucionar os desvíos entre produción e consumo identificados entre o peche dunha sesión do mercado intradiario e a apertura da seguinte.

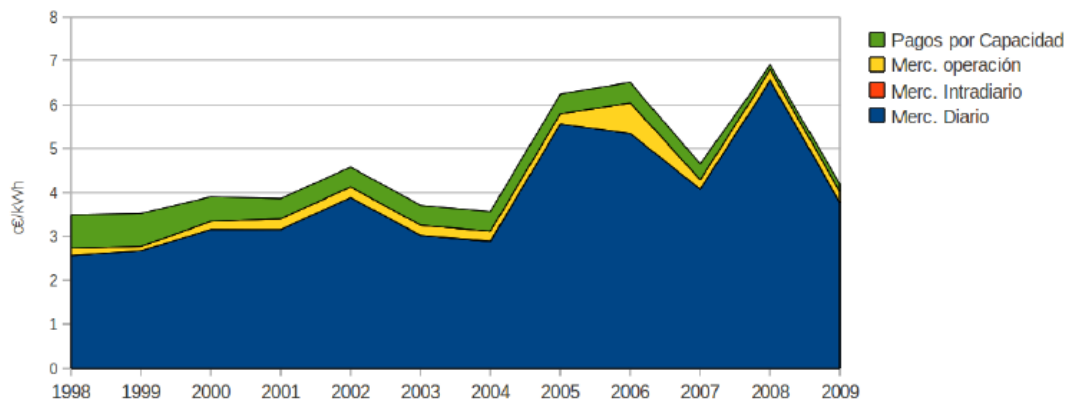
<sup>23</sup> A interrumpibilidade négociase mediante subasta. Esta subasta é criticada por varios motivos: existe exceso de capacidade, polo que o pago por interrumpibilidade é innecesario, funciona como unha subvención encuberta e o mecanismo de subasta está mal deseñado (véxase ao respecto: <http://nadaesgratis.es/gerard-lobet/una-de-capitalismo-castizo> e <http://nadaesgratis.es/gerard-lobet/el-precio-de-un-puesto-de-trabajo>).

**Figura 6:** Rede de transporte en España (31/12/2015)**INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA**

	400 kV		≤ 220 kV		
	Península	Península	Baleares	Canarias	TOTAL
Total líneas (km)	21.179	18.954	1.673	1.347	43.153
Líneas aéreas (km)	21.062	18.216	1.089	1.075	41.442
Cable submarino (km)	29	236	423	30	718
Cable subterráneo (km)	98	501	161	242	993
Transformación (MVA)	79.208	63	3.273	2.000	84.544

Fonte: REE (2015).

A compoñente de mercado final do prezo da electricidade será o resultado da suma do prezo do mercado diario, do intradiario, dos servizos de axuste realizados polo operador de sistema e dos pagos por capacidade<sup>24</sup>. Os pagos por capacidade son complementos que reciben as unidades de produción do Réxime Ordinario para que recuperen os seus custos fixos, buscando incentivar o investimento.

**Figura 7:** Desglose da compoñente regulada do prezo da electricidade (1998-2009)

Fonte: Gallego e Victoria (2012).

<sup>24</sup> Coñecidos como pagos por Garantía de Potencia ata 2007.

### 3.2. A COMPOÑENTE REGULADA DO PREZO DA ELECTRICIDADE

A compoñente regulada recolle tódolos custos necesarios para o funcionamento do sistema eléctrico, excepto a xeración de electricidade, remunerada mediante o mercado. Estes custos son os seguintes:

- Custos de transporte e distribución: O Estado establece a tarifa que REE e as distribuídoras han de percibir por permitir o uso das súas redes.

- Custos derivados dos organismos necesarios para o funcionamento do sistema eléctrico: OMIE, REE e CNMC.

- Custos asociados á xeración extrapeninsular: As illas non dispoñen de conexión eléctrica coa península. A produción de electricidade é máis cara, pois os seus sistemas eléctricos son pequenos e están illados. Por este motivo, a lei establece que o prezo da electricidade debe ser único en toda España, así que unha parte da factura eléctrica destínase a compensar os maiores custos da produción de electricidade nas illas.

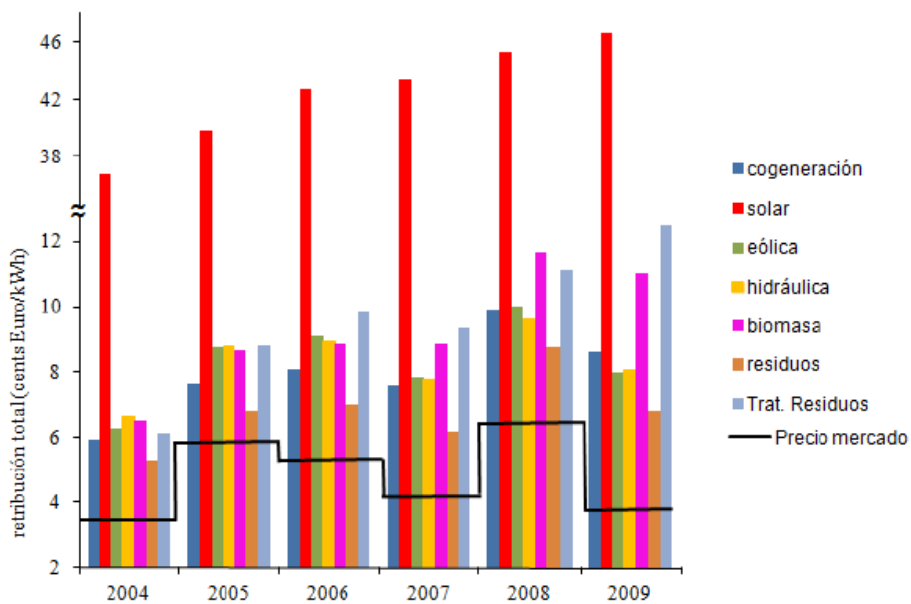
- Custos de adquisición do réxime especial: o réxime especial está constituído polos xeradores de potencia inferior a 50 MW que utilizan como fontes primarias renovables ou residuos e tamén a coxeneración. Son tecnoloxías que aínda están en fase de desenvolvemento, polo que os seus custos de produción son maiores. Decidiuse subvencionalos<sup>25</sup> polos seus beneficios medioambientais e económicos (estabilización da balanza de pagamentos, aumento da soberanía enerxética, etc.). No figura 8 móstrase a contía das primas por tecnoloxía entre 2004 e 2009 e na figura 9 o peso de cada tecnoloxía no reparto das primas.

---

<sup>25</sup> Os produtores do réxime especial teñen dúas posibilidades: verter á rede toda a enerxía que produzan a un prezo fixo ou vender no mercado a súa produción e ser compensados se o prezo de mercado é inferior á cantidade fixa pola diferenza.

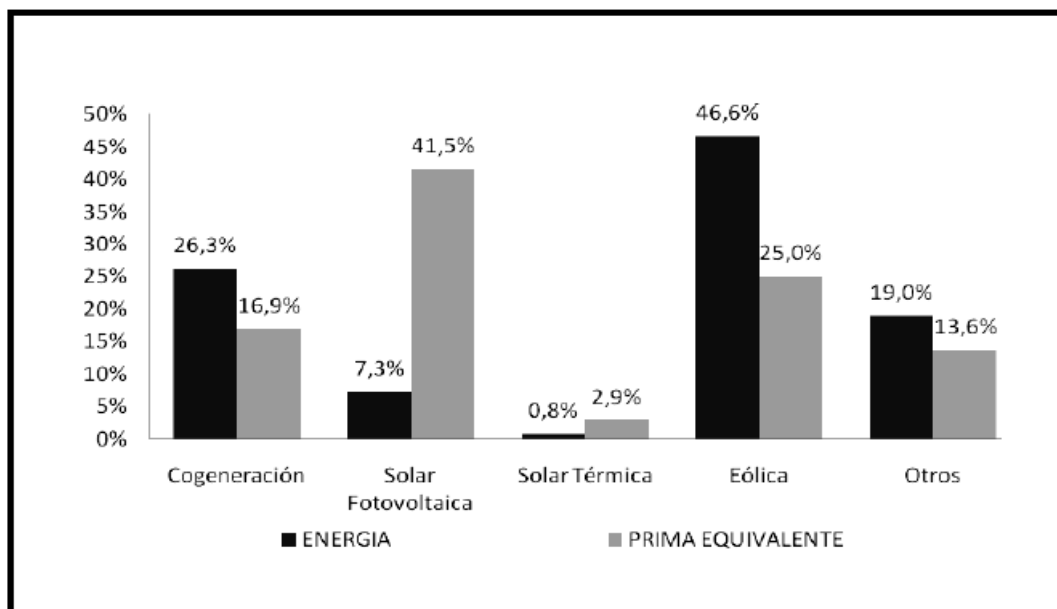


**Figura 8:** Contía das primas do RE por tecnoloxía e ano (2004-2009)



Fonte: Gallego e Victoria (2012).

**Figura 9:** Porcentaxe de electricidade aportada ao sistema e de prima recibida por cada tecnoloxía renovable entre xaneiro e novembro do 2010



Fonte: Becker (2011).

- Custos asociados á industria do carbón: concédeselle unha prima ao carbón nacional para compensar a súa calidade inferior á do importado, outra prima á planta piloto de Elcogas de Puertollano para investigar a forma de reducir as emisións de CO<sub>2</sub> e págase polo mantemento do stock de carbón.

- Custos asociados á industria nuclear: En 1984 ditouse unha política de moratoria nuclear que supuxo paralizar cinco centrais en construción. Ata 2015 destinouse unha parte da factura eléctrica a compensar os custos en que incorreran os seus promotores; e outra parte ao tratamento dos residuos xerados polas centrais ata 2010<sup>26</sup>.

- Custos de transición á competencia: Mentres estivo vixente o MLE as centrais de produción eléctrica tiñan recoñecidos uns custos de investimento. Cando se liberaliza o mercado estes custos non foran cubertos na súa totalidade e a liberalización implicaba que as centrais non tiñan garantida a venda de toda a produción, como ocorría antes. Por este motivo ata 2006 destinouse unha parte da factura ao abono destes custos<sup>27</sup>.

- Custos asociados ao déficit de tarifa: O déficit de tarifa xérase cando anualmente os ingresos do sistema eléctrico son superiores aos custos. Isto sucede debido a que a maioría dos consumidores mercan a electricidade a través de tarifa, a TUR nun primeiro momento e o PVPC posteriormente, cun prezo fixo para a

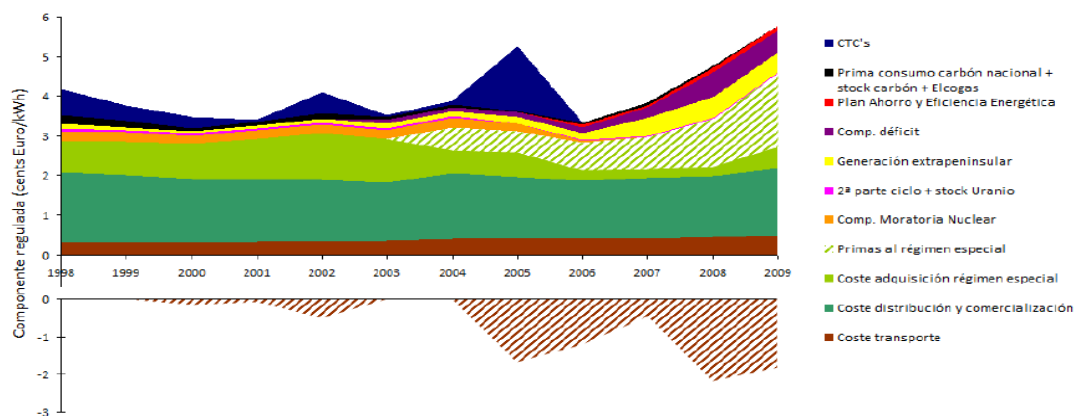
---

<sup>26</sup> Dende entón as centrais deben asumir os custos da xestión dos seus residuos. Ata o ano 2001 destinábase unha parte da factura ao mantemento de stock de uranio, dende entón eses custos son asumidos polas centrais.

<sup>27</sup> O mecanismo de remuneración foi o seguinte: o Estado considerou que se o prezo ao que vendía electricidade era de 3'606 céntimos de € por KWh os custos serían cubertos, se era inferior o Estado aboaría a diferenza e se era superior a empresa devolvería o CTC. En 2006 anuláronse os CTC, nun momento en que os CTC pendentes de cobro eran negativos sen que as empresas devolvan o cobrado de máis.

electricidade. A suma dos custos asociados á compoñente de mercado e á regulada vén sendo superior ao prezo TUR ano tras ano<sup>28</sup>.

**Figura 10:** Evolución dos custos da compoñente regulada e progresión do déficit (1998-2009)



Fonte: Gallego e Victoria (2009)

**Figura 11:** Desagregación da compoñente regulada do prezo da electricidade (1998-2009)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Adquisición régimen especial	1,198	1,426	1,575	1,889	2,202	2,250	1,234	1,445	692	544	725	1,520	16,702
Primas al régimen especial							1,243	1,246	1,785	2,284	3,372	5,001	14,930
Transporte	507	521	550	582	627	606	834	937	1,013	1,090	1,246	1,344	9,948
Distribución y comercialización	2,788	2,813	2,824	2,899	2,957	3,017	3,569	3,578	3,666	4,250	4,364	4,528	41,252
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	5	7	7	18	18	16	16	15	16	14	15	15	147
Moratoria Nuclear	420	392	380	379	396	425	475	421	131	4	4	15	3,440
2ª parte ciclo combustible nuclear	95	93	95	98	111	101	113	30	42	51	63	68	959
Stock combustible nuclear	7	4	2	1									14
REE	6	6	6	8	13	14	32	34	31	29	28	42	251
OMEL	4	7	7	8	9	9	9	10	16	16	21	5	121
CNE (+CNSE cuando existía)	11	7	7	8	9	10	11	12	14	14	15	17	135
Compensación generación extrapeninsular	189	119	107	122	199	207	227	362	397	1,118	1,165	1,348	5,560
Déficit 2003, 2006, 2007, 2008						214	209	236	211	393	1,342	1,089	3,693
Revisión generación extrapeninsular						20	21	22	16	93	382		553
Plan Ahorro y Eficiencia Energética									173	177	336	309	995
Déficit 2005									140	344	390	424	1,298
Prima consumo carbón nacional	306	261	98	174	248	156	188	83	76	80	93		1,762
Stock carbón	25	25											49
Costes de transición a la competencia (CTC)	1,030	628	534	104	997	91	202	3,741					7,327
Plan viabilidad ELCOGAS									43	76	65	33	216
SUMA	6,591	6,284	6,192	6,290	7,784	7,226	8,384	12,171	8,462	10,576	13,626	15,744	109,330
Déficit			-290	-150	-959			-3,811	-3,047	-1,227	-6,160	-4,886	-20,527

Fonte: Gallego e Victoria (2012).

<sup>28</sup> A tarifa TUR utilizouse para controlar a inflación e para aumentar a competitividade da industria española.

### 3.3. A REGULACIÓN E A SUPERVISIÓN DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

En España a regulación do sistema eléctrico correspóndelle ao Ministerio de Industria, que delega a supervisión do cumprimento da regulación nun organismo independente<sup>29</sup>. Dito organismo foi a Comisión Nacional de Enerxía, ata que en 2013 se integrou na Comisión Nacional da Competencia. O obxectivo destes organismos independentes é actuar para facer cumprir a normativa en materia de competencia, pero non pode promulgar normas (CNMC). As tarefas do supervisor independente son tres: asegurar o acceso á rede, garantir a liberdade de elección do consumidor e protexer a competencia (Ocaña, 2001). A CNMC ten capacidade para autorizar fusións de empresas<sup>30</sup> (CNMC).

### 3.4. O MERCADO MINORISTA: O PREZO AO CONSUMIDOR

Unha vez explicada a formación o prezo do mercado maiorista de electricidade, no que compran comercializadoras e consumidores directos; debe analizarse o funcionamento do mercado minorista, no que os consumidores finais lle compran electricidade ás comercializadoras. Ata o 1 de xullo de 2009 o prezo aos consumidores establecíase mediante tarifa e dende entón os consumidores poden escoller comercializadora e negociar o prezo. Para facilitar a transición do sistema creouse a TUR, na que automaticamente quedaban inscritos os consumidores que non firmaran outro contrato de subministro cunha comercializadora, sendo o Estado quen fixa o prezo ao consumidor.

---

<sup>29</sup> A delegación da supervisión faise para garantir a independencia, imparcialidade e transparencia das actuacións en materia de competencia (Ocaña, 2001). A normativa europea obriga á constitución deste regulador independente (Del Guayo, 2007) analiza a normativa da constitución do regulador independente español).

<sup>30</sup> Máis non pode ordenar a división dunha empresa existente para reducir a concentración.

Para solucionar a incoherencia entre o prezo variable do mercado e o fixo ao consumidor creáronse as subastas CESUR en 2007. Esta subasta introduce un intermediario financeiro entre o mercado maiorista e a comercializadora de último recurso. O intermediario subasta a venda dunha determinada cantidade de enerxía a un determinado prezo, resultando vencedora a oferta de prezo máis baixo. Posteriormente, o intermediario financeiro acudirá ao mercado maiorista para adquirir esa electricidade<sup>31</sup>. Ao prezo da subasta CESUR engádeselle a compoñente regulada e unha marxe de beneficios para as comercializadoras estipulado legalmente, obténdose así o prezo da TUR<sup>32</sup>.

En abril de 2014 cambiou o funcionamento do mercado minorista e deixaron de existir as subastas CESUR e a TUR. Dende entón está vixente o sistema de PVPC<sup>33</sup>, que lles permite aos consumidores cunha potencia contratada inferior a 10 KW continuar cun prezo tarificado. O PVPC fórmase engadindo ao prezo medio do mercado a compoñente regulada e unha marxe de beneficios establecida legalmente.

## **4. EFECTOS DA LIBERALIZACIÓN E DA PRIVATIZACIÓN NO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

### **4.1. PREZOS**

Analizar a evolución do prezo da electricidade é fundamental para valorar os efectos da liberalización. Os defensores desta argumentan unha rebaixa de prezos que non influíse negativamente na calidade. Convén analizar en que medida se deu esta rebaixa de prezos.

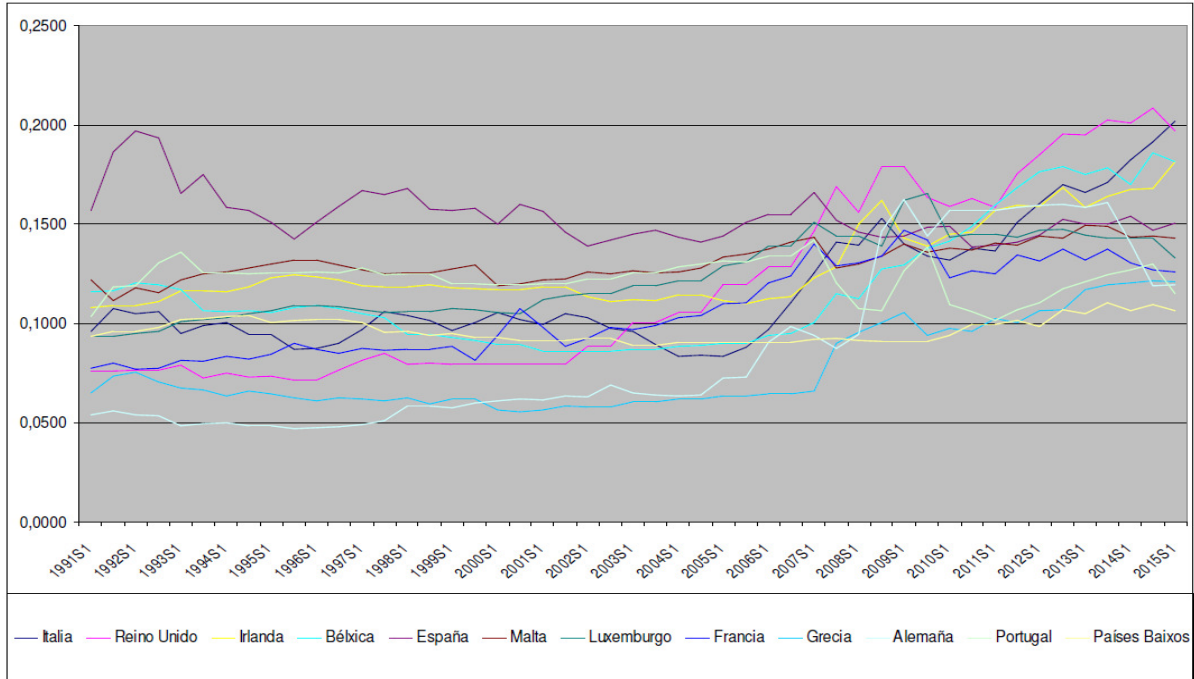
---

<sup>31</sup> Asumindo así o risco das variacións de prezo no mercado.

<sup>32</sup> O prezo da subasta CESUR foi, de media un 11,8% do de mercado entre 2007 e 2011 ( Gallego e Victoria, 2012).

<sup>33</sup> O obxectivo, tanto da TUR como do PVPC, é facilitar a transición dun sistema de tarifa a un de libre mercado. O principal obstáculo foi a medición do consumo final por horas, que se soluciona coa introdución dos chamados contadores intelixentes.

**Figura 12:** Evolución dos prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor doméstico en Europa (1991-2015)<sup>34</sup>



Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat

Os datos de Eurostat mostran o comportamento dos prezos da electricidade nos diferentes mercados europeos. Observamos que no prezo antes de impostos aos consumidores domésticos en 1991, como se mostra nas figuras 12 e 13, España era o país coa electricidade máis cara da mostra escollida, en 2015 situábase como 3º máis caro. Polo tanto, pódese sinalar que no mercado liberalizado os prezos da electricidade en España melloraron en termos tanto netos como comparativos. Porén, deben destacarse dous feitos. Primeiro, en España a baixada de prezos comezara antes da liberalización e non ocorreu que os prezos agudizasen a súa caída inmediatamente despois dese proceso. Segundo, os países con mercado liberalizado e máis

<sup>34</sup> Os países da mostra foron escollidos en base a dous criterios: representatividade das principais rexións europeas e dispoñibilidade de datos.

descentralizado, como Reino Unido e Italia<sup>35</sup> son os que máis empeoraron en termos comparativos. Porén, o comportamento en países con maior concentración empresarial e onde esta recae en empresas públicas é diverso; así, Portugal mellora a súa posición relativa en termos de prezos; mentres que outros en situación idéntica, como Francia e Grecia, empeóranas. En resumo, concluír que a liberalización e a menor intervención estatal supoñen un abaratamento do prezo da electricidade a partir dos datos que manexamos parece arriscado.

**Figura 13:** Comparación entre os prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor doméstico no primeiro semestre de 1991 e de 2015

PAÍS	1991S1	PAÍS	2015S1
España	0,1571	Italia	0,2019
Malta	0,1219	Reino Unido	0,1970
Bélxica	0,1162	Irlanda	0,1817
Irlanda	0,1078	Bélxica	0,1815
Portugal	0,1036	España	0,1507
Italia	0,0962	Malta	0,1431
Luxemburgo	0,0936	Luxemburgo	0,1331
Países Baixos	0,0935	Francia	0,1261
Francia	0,0774	Grecia	0,1211
Reino Unido	0,0762	Alemaña	0,1193
Grecia	0,0648	Portugal	0,1150
Alemaña	0,0538	Países Baixos	0,1067

Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat<sup>36</sup>

No caso do prezo da electricidade antes de impostos aos consumidores industriais, que se mostra na figura 14, os resultados son moi semellantes. Porén,

<sup>35</sup> Costa Campí (2014) sostén que os maiores prezos do sistema italiano se explican pola non dispoñibilidade de fontes de enerxía nuclear.

<sup>36</sup> O prezo medio europeo (UE-15 no 1991 e UE-28 no 2015) do primeiro semestre do 1991 foi de 0,1058€ e no primeiro semestre de 2015 foi de 0,1402€.

debe indicarse que os prezos anteriores recollen tanto a compoñente de mercado como a regulada da factura eléctrica. Por iso, estanse a valorar os efectos da liberalización nos prezos incluíndo unha parte do prezo que se forma en segmentos do mercado non liberalizados<sup>37</sup>. Sen embargo, para profundar na análise da compoñente de mercado exclusivamente pódense estudar comparativamente os prezos do mercado. Nese sentido, Costa (2014) atopa que os prezos do mercado maiorista son moi similares<sup>38</sup> nos principais mercados europeos. Os prezos do mercado MIBEL non son superiores aos europeos, mais no mercado minorista páganse prezos dos máis elevados de Europa. A explicación está no incremento exponencial que sufriu a compoñente regulada, fundamentalmente polas primas ás renovables e a incorporación á mesma de partidas que se corresponden con obxectivos de política enerxética, equidade social ou de axuda encuberta a empresas<sup>39</sup>.

**Figura 14:** Comparación entre os prezos da electricidade antes de impostos ao consumidor industrial no primeiro semestre de 1991 a 2015

GEO/TIME	1991S1	GEO/TIME	2015S1
España	0,0918	Malta	0,1559
Alemaña	0,0857	Reino Unido	0,1435
Portugal	0,0774	Irlanda	0,1294
Italia	0,0773	España	0,1116
Reino Unido	0,0724	Grecia	0,1037
Luxemburgo	0,0691	Portugal	0,0989
Bélxica	0,0685	Italia	0,0943
Malta	0,0654	Bélxica	0,0898
Irlanda	0,0653	Luxemburgo	0,0842
Grecia	0,0640	Alemaña	0,0809
Francia	0,0584	Francia	0,0757
Países Baixos	0,0549	Países Baixos	0,0721

Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat<sup>40</sup>

<sup>37</sup> Sen embargo, hai que facelo así por dous motivos. Primeiro, os custos da compoñente regulada teñen efectos no prezo de mercado, xeralmente baixando o prezo. Segundo, non se pode comparar exclusivamente a compoñente de mercado antes e despois da liberalización, polo feito de que antes desta non existía o mercado.

<sup>38</sup> Oscilan entre os 40 e os 60 €/MWh.

<sup>39</sup> Ver nota 23 deste traballo.

<sup>40</sup> O prezo medio europeo (UE-28) do primeiro semestre do 1991 foi de 0,0749€ e no primeiro semestre de 2015 foi de 0,0890€.



En resumo, a análise comparativa do prezo da electricidade non é concluínte, pois é imposible determinar en que medida a liberalización influíu na súa variación. Porén, o prezo maiorista español sitúase no entorno do europeo, situándose o minorista por riba. Iso suxire que a liberalización supuxo un efecto baixista no prezo da electricidade que se neutraliza na práctica totalidade a causa da intervención.

#### 4.2. CONCENTRACIÓN EMPRESARIAL

O principio que motiva a liberalización do sector eléctrico a escala europea é o fomento da competencia para aumentar a eficiencia das empresas con vistas a mellorar os prezos. A competitividade fomentouse separando a integración vertical do subministro eléctrico nas catro fases anteriormente descritas, permitindo o acceso a novos operadores e a elección do consumidor, establecendo reguladores independentes que garantisen a competencia e abrindo ao exterior os mercados eléctricos (Palazuelos e Vara, 2008). Sen embargo, é un tema controvertido valorar en que medida a liberalización contribuíu ao aumento da competitividade. A clave da cuestión radica na concentración empresarial.

Palazuelos e Vara (2008) sinalan que trala liberalización aumentou o número de actores no mercado; porén, en practicamente tódolos mercados eléctricos europeos existen grandes empresas con poder de mercado. A concentración empresarial é intensa en tódalas fases da cadea en tódolos países. En dez países da UE-15 as tres maiores empresas de xeración controlan máis do 60% do mercado, na comercialización a situación é semellante en doce países. A liberalización permitiulle a grandes empresas eléctricas expandir internacionalmente a súa actividade, de xeito que nalgúns mercados os novos entrantes eran filiais de grandes empresas foráneas, o que pode estender o oligopolio<sup>41</sup> a escala europea. Ademais, continúa a integración

---

<sup>41</sup> As principais empresas oligopolísticas a escala europea son E.On, RWE, EDF, Vattenfall e ENEL.

vertical das empresas, que evitan a normativa de separación mediante a constitución de filiais vencelladas financeiramente. Por outra banda, os reguladores apenas actúan contra a concentración<sup>42</sup>. Para estes autores a liberalización non supuxo a introdución da competencia no mercado eléctrico, senón a substitución do monopolio ou oligopolio estatal por un oligopolio de multinacionais privadas. Así, conclúen que a liberalización non conseguiu fomentar a competencia, pois non conseguiu reducir os prezos da electricidade, que baixaron ata 2000, pero remontaron dende entón ata superar o nivel inicial. Ademais os prezos aumentaron no subministro a grandes consumidores, onde máis creceu o número de operadores; mentres que baixaron no subministro a pequenos consumidores, onde máis se mantiveron os monopolios e oligopolios.

García e Mariz (2005) sosteñen que o funcionamento do mercado eléctrico maiorista incentiva os comportamentos estratéxicos por varios motivos: a demanda é inelástica<sup>43</sup>, a oferta está concentrada<sup>44</sup>, existen barreiras de entrada<sup>45</sup>, os CTC ata 2006<sup>46</sup> e o carácter de empresas pivote de Endesa e Iberdrola. E na simulación realizada para o período 1998-2004 conclúen que o mercado maiorista de xeración español non é competitivo, porque nun elevado número de horas o prezo marxinal é superior aos custos da tecnoloxía marxinal. Isto é consecuencia do poder de mercado exercido por Endesa e Iberdrola, que lles permite ofertar a electricidade a un prezo superior ao de custo nas plantas con maior probabilidade de converterse en

---

<sup>42</sup> Pode entenderse que o fan na medida en que supervisan o funcionamento do mercado para garantir a competencia. Sen embargo, ante situacións de falta de competencia só poden actuar impoñendo sancións, mais sen impedir a concentración. Ademais, Palazuelos e Vara (2008) consideran que os reguladores só actúan ante situacións de colusión evidentes.

<sup>43</sup> Afírmase isto por dous motivos: a maioría de consumidores adquiren a electricidade a tarifa regulada (a pesares de que dende o 2003 adquiren a condición de cualificados, o que lles permite elixir comercializadora), de modo que non lle afectan as variacións horarias e as comercializadoras ofertan o prezo máis alto posible pola electricidade para asegurar o subministro.

<sup>44</sup> No 1998 Endesa e Iberdrola tiñan o 80% da cota de mercado, Endesa e Hidrocarbónica o 18%. Endesa controlaba a metade da potencia instalada. Os índices de concentración sinalan a existencia dun duopolio tanto para ese ano como para exercicios posteriores.

<sup>45</sup> Entre as que se conta o risco regulatorio, longos trámites para a obtención de permisos de instalación de potencia e a complexidade do funcionamento do mercado.

<sup>46</sup> Que garantían un prezo mínimo para os xeradores xa instalados, pero non para os novos entrantes.

marxinais<sup>47</sup>. O feito de que o prezo medio do pool no período analizado fose superior ao prezo establecido como referencia (41€/MWh fronte a 36€/MWh) mostra que o mercado de xeración non é competitivo.

Arnedillo (2011) afirma que no mercado eléctrico español non existe un problema de poder de mercado. Considera que a maioría dos estudos que analizan o poder de mercado das empresas eléctricas baséanse en modelos teóricos e representacións simplificadas da realidade que levan a sobreestimar o poder de mercado da concentración empresarial. O seu principal argumento é que os prezos do mercado eléctrico español teñen un comportamento semellante aos do resto de Europa<sup>48</sup>. Ademais, as centrais de xeración propiedade das grandes empresas non mostran menor grao de utilización que as das compañías pequenas, polo que non se aprecia que estean a retirar capacidade ou a encarecer as ofertas de venda. Por outra parte, a porcentaxe de enerxía comercializada polas empresas de maior tamaño mediante contratos a prazo é similar ao das pequenas empresas, o que indica que as grandes compañías non teñen intención de exercer poder de mercado, pois entón comercializarían toda a enerxía no mercado spot, onde obterían maiores prezos. Así, se un operador controla menos do 25% do mercado total non pode haber dominio individual e se o índice de concentración IHH é inferior a 2000 non existe dominio conxunto (Arnedillo, 2011), concluíndo que no mercado español non se dan estes feitos, como mostra a análise do mercado maiorista eléctrico do ano 2009 (figura 15).

**Figura 15:** Cota de mercado e IHH para o mercado de xeración eléctrico (2009).

Empresa	Cuota de mercado
Endesa	21,2%
Iberdrola	22,9%
Gas Natural Fenosa	14,6%
EDP Hidrocantábrico	5,6%
Viesgo	4,5%
Acciona	3,2%
Otros	28,1%
<b>IHH<sup>8</sup></b>	<b>1326</b>

Fonte: Arnedillo (2011).

<sup>47</sup> Que son as de hidráulica modulable no caso de Iberdrola e as térmicas no de Endesa.

<sup>48</sup> Cómpre sinalar que se fala da existencia de poder de mercado na práctica totalidade dos mercados europeos.

#### 4.3. INVESTIMENTO

En xeral, acéptase que o investimento en xeración de electricidade debe encamiñarse á consecución de dous grandes obxectivos: a seguridade de subministro e a redución do impacto medioambiental<sup>49</sup>. Esíxese que estes obxectivos se acaden ao menor custo posible (Lei 54/1997 e Folgado, 2011). O mix enerxético debe integrar estes requirimentos, en ocasións contraditorios<sup>50</sup> sen que exista ningunha tecnoloxía dominante en tódalas dimensións (Castro-Rodríguez, 2007), como mostra a figura 16. No MLE o Estado decidía que tecnoloxías quería empregar e ordeaba<sup>51</sup> a súa construción ou incentivábaa<sup>52</sup> (Castro-Rodríguez, 2007). No marco liberalizado as empresas deciden libremente en que tecnoloxía invisten. Basear as decisións de investimento no mercado pode non levar a conseguir a capacidade e mix de xeración óptimo socialmente, pero o Estado pode regular para incentivar nese sentido.

**Figura 16:** Puntos fortes e débiles das tecnoloxías de produción de electricidade

Tecnoloxía	Escala	Tempo construción	Coste capital/Kw	Coste operación	Coste combust.	Emisións CO <sub>2</sub>	Riesgo regular
CCGT	Medio	Corto	Baixo	Baixo	Alto	Medio	Baixo
Carbón	Grande	Largo	Alto	Medio	Medio	Alto	Alto
Nuclear	Muy grande	Largo	Alto	Medio	Baixo	Nulo	Alto
Hidro	Muy grande	Largo	Muy alto	Muy baixo	Nulo	Nulo	Nulo
Eólica	Pequeno	Corto	Alto	Muy baixo	Nulo	Nulo	Medio
Fotovoltaica	Muy pequeno	Muy corto	Muy alto	Muy baixo	Nulo	Nulo	Baixo

Fonte: Castro-Rodríguez (2007).

<sup>49</sup> A Unión Europea promove estes obxectivos por unha dobre vía: obriga aos Estados a garantir a seguridade de subministro e marcou os Obxectivos Europa 20 20 20 (conseguir para o ano 2020 unha redución das emisións de gases de efecto invernadoiro do 20% e unha redución do consumo do 20% con referencia a 1990 e que o 20% do consumo proveña de fontes renovables) (Becker, 2011).

<sup>50</sup> Por exemplo, as renovables son sostibles medioambientalmente pero o seu emprego dificulta a estabilidade do sistema; a nuclear é barata pero moi contaminante; as térmicas teñen un prezo medio e son útiles para garantir a estabilidade, mais son contaminantes.

<sup>51</sup> A través de Endesa.

<sup>52</sup> Recoñecendo maiores custos para as tecnoloxías que lle interesaban.

En referencia á capacidade debe sinalarse que (Fabra, 2005), debido á imposibilidade de almacenar electricidade, esta debe ser superior á demanda en punta, previndo así posibles fallos técnicos ou demandas puntuais anormalmente altas<sup>53</sup>. O actual marco regulatorio utiliza un mecanismo de incentivos para garantir un investimento en capacidade adecuado. Este mecanismo coñécese como pagos por capacidade e consiste no seguinte: na compoñente regulada da factura inclúese unha parte que se destina á creación dunha bolsa para pagamentos por capacidade que se repartirá ao final do ano entre aquelas centrais que estivesen dispoñibles máis dun determinado número de horas<sup>54</sup>. Este sistema críticase por supor un incentivo “se non nulo, ineficiente” (Fabra, 2005, p. 70) por varios motivos (Castro-Rodríguez, 2007): o cobro da garantía de potencia non require contrapartida por parte das unidades de produción que a cobran, de modo que non garante a dispoñibilidade real cando é máis necesaria, o pagamento non se condiciona nin á tecnoloxía nin á marxe de reserva e apraza o peche de instalacións obsoletas. Propóñense mecanismos alternativos máis eficientes (Castro-Rodríguez, 2007 e Fabra, 2005) que recorran ao mercado para garantir dispoñibilidade real, cando o operador de sistema a requira, e de remuneración variable, en función da marxe de reserva do sistema<sup>55</sup>. Fabra (2005) afirma que os pagos por capacidade son imprescindibles nun sistema eléctrico de mercado para garantir o subministro.

Actualmente, en ausencia de regulación, o mercado incentiva, como mostra a figura 17, a construción de centrais de ciclo combinado (Baeza, 2005) porque o seu investimento é menor e amortizable de forma máis rápida e segura (Castro-Rodríguez,

---

<sup>53</sup> En España a capacidade do sistema eléctrico estivo en risco entre finais dos anos 1990 e os dous primeiros do novo decenio. Dende entón aumentou o investimento en nova capacidade, o 65% da cal se corresponde con ciclo combinado e o 35% restante con tecnoloxías do RE (Fabra, 2005). A marxe de seguridade mínima é do 10% de exceso de capacidade sobre a demanda punta, actualmente España está moi por riba, só estivo lixeiramente por debaixo no período 2000-2001 (Ciarreta, 2014).

<sup>54</sup> De forma aproximada o fluxo de pagamentos ata o ano 2006 era equivalente á metade do custo fixo dunha central de ciclo combinado. A súa contía variou entre 6,97 €/MWh e 4,81€/MWh.

<sup>55</sup> Maiores cando esta marxe sexa pequena para incentivar o investimento e ao contrario.

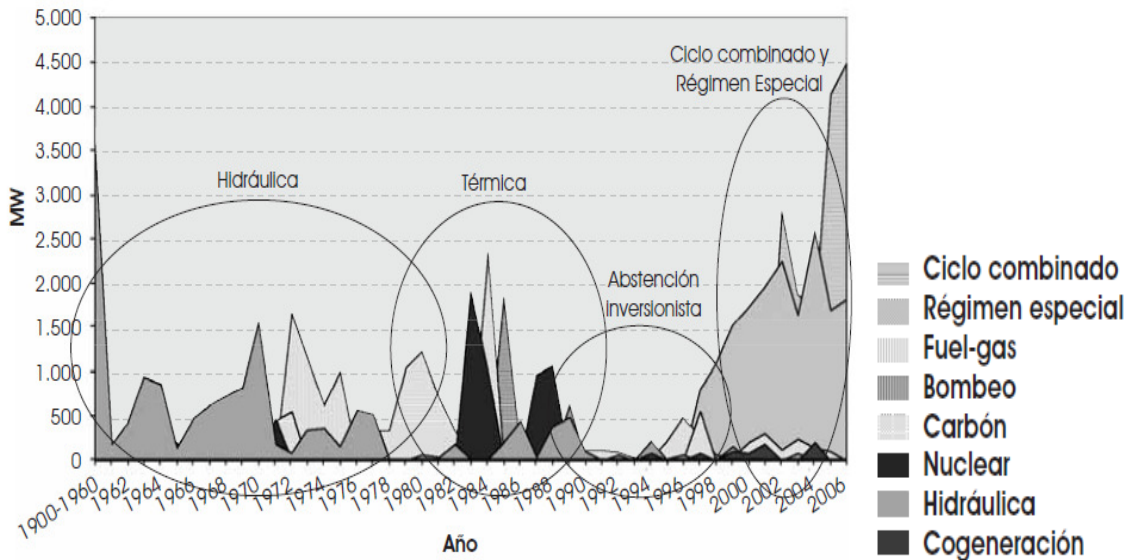
2007), pois ingresos e gastos están correlacionados e aseguran beneficios constantes. Según Baeza, a regulación debe afrontar dous retos fundamentais. O primeiro é incentivar o investimento máis arriscado en centrais de produción<sup>56</sup> amortizables a máis longo prazo, pois resultan socialmente rendibles debido á existencia de externalidades positivas ligadas aos seus beneficios medioambientais. En España isto pretende acadarse mediante unha política de primas ás enerxías renovables e garantindo un determinado nivel de funcionamento a tecnoloxías non renovables, pero necesarias para garantir a seguridade do sistema, así como mediante a creación dun mercado de dereitos de emisión de carbono<sup>57</sup>. O segundo é conter a demanda, que debe acadarse a través da mellora da eficiencia enerxética. En España puxéronse en marcha numerosas campañas propagandísticas de fomento da responsabilidade no consumo. Paralelamente, a UE promove a certificación enerxética e a substitución de equipamentos eléctricos anticuados. Ademais, no marco do protocolo de Kioto os Estado firmantes deben incentivar ás empresas eléctricas a fomentar a eficiencia no consumo a través da investigación e da divulgación e información ao consumidor. Unha medida destacable de racionalización do investimento en xeración é promover a xeración distribuída, que consiste na instalación de pequenas centrais de gas próximas ás cidades para cubrir os picos de demanda<sup>58</sup> para evitar o investimento en sobrecapacidade de xeración e de transporte.

---

<sup>56</sup> Referímonos ás renovables (eólica, biomasa, solar e mareomotriz), á nuclear e á térmica con secuestro de CO<sub>2</sub>.

<sup>57</sup> Ás primas ás renovables críticaselles que non estivesen ligadas ao aumento de capacidade, o que levou ao sobreinvestimento con dúas consecuencias: maiores custos da parte regulada da factura polo pagamento de primas e a consecución dun sistema moi dependente das renovables e, por tanto, moi inestable. Aos dereitos de emisión críticaselle que gravan unha tecnoloxía que con frecuencia ten carácter marxinal, de modo que os seus custos se trasladan a prezos encarecendo o prezo de mercado (Castro-Rodríguez, 2007).

<sup>58</sup> A media mañá e ó anoitecer

**Figura 17:** Incorporación de potencia ao parque de xeración español (1960-2006).

Fonte: Fabra (2007)

En referencia ao investimento en rede de transporte, debe sinalarse que no MLE as empresas internalizaban as restricións e os custos das redes, pois xeración, transporte e comercialización estaban integrados. Coa liberalización separáronse estas actividades, o que implica a toma de decisións de investimento en cada fase de forma descentralizada. O sistema de transporte de electricidade debe coordinar en todo momento produción e consumo nun entorno de toma de decisións descentralizado. En España optouse porque a operación do sistema de transporte recaese integramente (investimento en rede, mantemento da mesma, coordinación técnica e execución da operación) nunha única empresa, operadora do sistema (REE). Para remunerar os seus servizos optouse por un sistema de incentivos que busca evitar os problemas de investimento inadecuado ou de infra/sobreinvestimento, mantendo sempre un certo exceso de capacidade que permita a competencia entre xeradores. Segundo De Quinto (2005), o crecemento da rede de transporte de electricidade dende 1985 realizouse de forma dirixida cuns resultados eficientes. As perdas de electricidade asociadas ao consumo repercútenlle á totalidade dos consumidores por igual, o que reduce os

incentivos dos axentes para situarse onde é menor a perda<sup>59</sup>. A normativa actual prevía introducir a aplicación de sinais de perdas, pero non se aplicou. Tamén se critica ao investimento recente en transporte a baixa capacidade de interconexión<sup>60</sup> con outros países, o que implica sobreinvestimento en capacidade se se queren introducir enerxías renovables<sup>61</sup> (Becker, 2011). Non se pode finalizar a análise do investimento no sector do transporte eléctrico sen destacar que o modo de operación e retribución escollido mantiveron ao sector alleo á liberalización.

En España a distribución deixouse en mans dos antigos operadores monopolistas, cuxa área de influencia representa a figura 18, quedando obrigados a permitir o acceso ás súas redes a cambio dunha tarifa legalmente establecida. Dita tarifa fixa unha bolsa a repartir, como mostra a figura 19, entre as empresas tendo en conta os custos recoñecidos e o IPC. O reparto baséase neses custos recoñecidos e na previsión de aumento ou redución da demanda de enerxía nunha zona de distribución. Gómez (2005) sinala que ao non incluírse na retribución un criterio que recoñeza as necesidades de investimento e as melloras de calidade da rede desincentívase o investimento con esta finalidade<sup>62</sup>. Ademais, as CCAA teñen competencias para ditar requisitos<sup>63</sup> sobre o tendido eléctrico, mais non na súa remuneración, o que xera un desaxuste.

---

<sup>59</sup> Esta perda, que se analiza no apartado seguinte, pode variar nun 10% entre dúas centrais (De Quinto, 2005).

<sup>60</sup> No 2011 a capacidade de interconexión con Francia e con Portugal non chegaba ao 2% da capacidade instalada nin ao 3,5% do consumo en España, sendo recomendable un nivel do 10% (Becker, 2011).

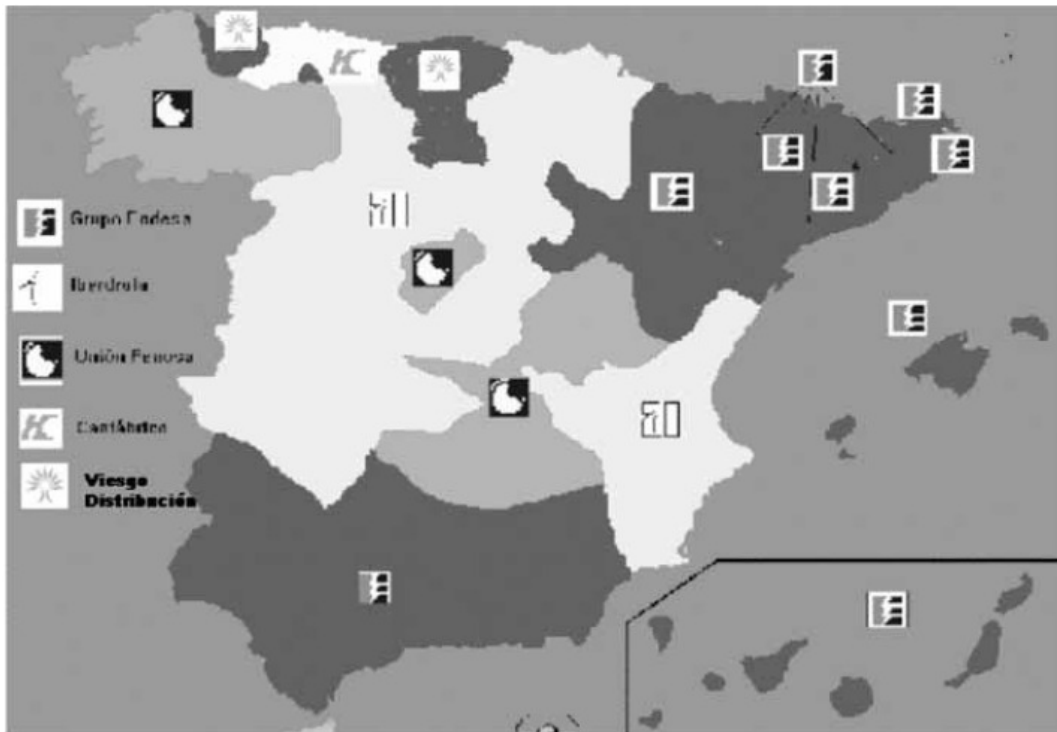
<sup>61</sup> Por ser estas moi inestables.

<sup>62</sup> As consecuencias vense nas zonas en que aumentou recentemente o consumo (Gómez, 2005).

<sup>63</sup> Regulación ambiental, subteraneidade, etc.



**Figura 18:** Monopolios territoriais de distribución eléctrica.



Fonte: Gómez (2007).

**Figura 19:** Retribución anual das empresas distribuidoras.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
G. Endesa (%)	45,58	38,26	38,87	43,72	43,60	40,12	40,12	40,12	40,05
Iberdrola (%)	36,56	39,14	39,05	37,25	37,30	36,94	36,94	36,94	36,88
U. Fenosa (%)	15,40	18,47	18,16	16,17	16,22	16,92	16,92	16,92	16,90
H. Cantabrico (%)	2,46	4,13	3,92	2,86	2,89	3,20	3,20	3,20	3,18
Viesgo (%)						2,82	2,82	2,82	3,00
Retribución (M€)		2.737,00	2.864,00	2.823,00	2.899,00	2.957,00	3.016,00	3.016,00	3.347,00

Fonte: Gómez (2007).

#### 4.4. EFICIENCIA

Neste apartado pretendemos analizar en que medida a liberalización do sector eléctrico afectou á relación entre consumo de recursos e produción de bens. Distinguimos os cambios na eficiencia a nivel interno da empresa e do conxunto do sector. A nivel interno da empresa a mellor medida da eficiencia é a súa produtividade,

a relación entre output e input. A nivel do sistema, analízase a súa capacidade para transmitir información con vistas á optimización de resultados. Con esta distinción pretendemos conseguir unha visión máis precisa dos efectos da liberalización.

Comparar a eficiencia das empresas eléctricas antes e despois da liberalización non é tarefa fácil, pola dificultade de diferenciar en que medida afecta a liberalización aos cambios na eficiencia. Diversos traballos analizaron a eficiencia en aspectos concretos das empresas eléctricas. Gutiérrez e Arévalo (2005) sosteñen que a eficiencia técnica<sup>64</sup> do sector eléctrico mellorou trala liberalización. Mur (2005) analiza os efectos da privatización da empresa Endesa en varios aspectos, atopando que aumentou as súas vendas, tanto en termos globais como por empregado. En resumo, ao analizar a eficiencia empresarial obsérvase que esta mellorou trala liberalización. A única empresa privatizada do sector converteuse en máis eficiente e produtiva a causa da liberalización.

Un sistema eléctrico eficiente debe trasladar aos consumidores información para que tomen as súas decisións de consumo e aos produtores para a toma das decisións de produción. Dita información debe recoller tódolos efectos das decisións. A este respecto hai que sinalar que non se avanzou e mesmo se empeorou trala liberalización. Por unha parte, o mantemento do déficit de tarifa implica que non se trasladen aos consumidores tódolos custos do seu consumo. Ademais, o feito de que a maioría de consumidores estean suxeitos á tarifa PVPC (e anteriormente á TUR) implica que estes son alleos aos prezos de mercado. Por outra parte, en España está regulado un prezo único para a electricidade en todo o territorio peninsular e o prezo do mercado primario é independente do punto de localización do produtor. Porén, os custos de consumo non son iguais en tódolos puntos do territorio. Pérdese moita electricidade no transporte e aumentan os custos de xestión da rede eléctrica polo feito de que os consumidores non teñen incentivo a situarse cerca dos produtores e

---

<sup>64</sup> A produtividade, se se prefire.

viceversa<sup>65</sup>. Beato (2005) analiza estes problemas e sinala que o sistema eléctrico español é intervencionista e limita o poder do mercado ata o punto de non transmitir nin aos novos entrantes nin aos consumidores sinais de eficiencia. Cómpre resaltar que recentemente se está avanzando na corrección destes problemas. Por unha banda, o aumento de contadores eléctricos permitirá que o prezo ao consumidor estea máis en coherencia co mercado primario. Por outra banda, nos últimos anos xorden actores políticos<sup>66</sup> que reclaman unha tarifa diferenciada por Comunidades Autónomas que abarate a electricidade naquelas que sexan exportadoras netas, o que lle permitiría atraer a grandes consumidores.

#### 4.5. PROTECCIÓN AO CONSUMIDOR

En materia de protección ao consumidor de electricidade tense avanzado nos últimos anos, fundamentalmente por aplicación de normativas europeas de obrigado cumprimento. A protección ao consumidor supón unha intervención no funcionamento do mercado eléctrico liberalizado. No caso de España, esta intervención realízase fundamentalmente por vía regulatoria, sen asumir o Estado a xestión de ningún mecanismo de protección ao consumidor, senón impondo obrigas ás empresas que operan no mercado eléctrico.

A *Directiva 2009/72/CE* imponse aos Estados membros a obriga de garantir a seguridade de subministro eléctrico a unha calidade determinada e a uns prezos razoables, fácil e claramente comparables, transparentes e non discriminatorios aos clientes domésticos e, en caso de consideralo necesario, ás pequenas empresas. Dita directiva recolle medidas de protección xeral para tódolos consumidores e específicas para os consumidores vulnerables. Entre as primeiras están os dereito a cambiar de

---

<sup>65</sup> Hai que ter en conta que se un novo produtor se localiza nun punto da rede onde hai moita abundancia de electricidade é posible que non poida vender tanta electricidade como desexaría pola existencia de problemas de conxestión que obrigasen á central a deixar de producir.

<sup>66</sup> <http://www.expansion.com/empresas/energia/2015/04/22/5537582722601de43a8b4573.html>

provedor nun prazo de tres semanas e a recibir información sobre o consumo<sup>67</sup>, así como a obriga dos Estados de crear puntos de información aos consumidores sobre os seus dereitos, lexislación e vías de solución de conflitos e de garantir a existencia dun mecanismo independente encargado de tramitar reclamacións e solucións extraxudiciais a conflitos.

O concepto de consumidor vulnerable deben definilo os Estados. González (2013) entende por cliente vulnerable o colectivo que non pode facer fronte ao pago dun prezo razoable pola electricidade. A directiva europea propón prohibir desconectar a estes consumidores. Para isto debe disporse dunha fórmula de compensación á empresa comercializadora. No concepto de consumidor vulnerable tamén entra o consumidor residente nun lugar apartado, ao que se lle debe garantir o servizo a prezo igual ao dos restantes consumidores. A directiva recolle tamén o concepto de “pobreza enerxética”<sup>68</sup> sen definilo pero si propondo medidas para atallala, entre as que se contan plans nacionais de acción en materia de enerxía, prestacións da Seguridade Social ou o apoio a melloras de eficiencia enerxética.

España introduciu os mandatos europeos na regulación do sector eléctrico. A principal ferramenta coa que conta España para protexer aos consumidores vulnerables é a TUR. Antes da liberalización, o prezo da electricidade pagado polo consumidor fixébalo o Estado mediante tarifa. No mercado liberalizado habería que abandonar a tarifa a favor do contrato coa comercializadora. Para evitar que a liberalización privase de acceso á electricidade a un prezo razoable a *Lei do Sector Eléctrico* fixou a TUR, que consiste nun prezo máximo fixado polo Estado ao que poderían acollerse con carácter xeral aqueles consumidores cunha potencia contratada inferior a 10 KW. As empresas comercializadoras que o goberno estableza deben ofrecer esta tarifa. A TUR foi substituída polo PVPC, que a efectos de protección ao consumidor opera do mesmo xeito.

---

<sup>67</sup> A normativa española que incorpora estes mandatos da Comisión Europea irá máis alá incluíndo o dereito á información sobre a procedencia da enerxía contratada e do seu impacto ambiental.

<sup>68</sup> González Ríos (2013) entende que o concepto de pobreza enerxética fai referencia ao mesmo que o de consumidor vulnerable.

O consumidor vulnerable en España equiparouse co que ten dereito ao bono social, é dicir, a persoa física residente na súa vivenda habitual que, estando acollido á TUR cumpre certos requisitos<sup>69</sup>. O bono social exime do pago dunha determinada porcentaxe da tarifa a aboar. A protección a este colectivo de consumidores complétase coa obriga imposta ás empresas comercializadoras de poñer á súa disposición un servizo de atención telefónica de carácter gratuíto para atender as solicitudes de información relativas á contratación e subministro. A lexislación española non inclúe a prohibición da desconexión da electricidade como medida de protección a consumidores vulnerables. González (2013) considera que a normativa española, ao non asimilar consumidor vulnerable con pobreza enerxética queda lonxe dos obxectivos de protección ao consumidor establecidos pola normativa europea, que chega a promover a prohibición de desconexión.

---

<sup>69</sup> Estes requisitos dende mediados do 2009 consisten en ter unha potencia contratada inferior a 3 KW e pertencer a determinados grupos de pensionistas, familias numerosas ou unidades familiares con tódolos membros desempregados.

## Conclusións

A intervención pública no sector eléctrico é un tema controvertido. En Europa optouse por corrixir os fallos de mercado mediante unha regulación que garantise a competencia. O sector funciona baseándose no mercado e os Estados interveñen regulando para garantir a seguridade e a calidade de subministro e a competencia. A forma de intervención variou ao longo da historia nos diferentes países, sendo ata mediados da década dos 90 o Estado o axente principal do mercado na maioría dos países europeos. Dende entón iniciouse un proceso de liberalización que levou aparelladas privatizacións.

O sistema eléctrico divídese en catro fases: xeración, transporte, distribución e comercialización. En España, a primeira e a última fase están liberalizadas, pero reguladas. A segunda fase é un monopolio controlado polo Estado e a terceira funciona como un monopolio territorial privado regulado polo Estado. A pesar das diferenzas entre países, a estrutura actual é bastante semellante en todos eles, cambiando unicamente o grao de participación pública nas empresas de cada fase.

En España, trala liberalización, os prezos da electricidade son comparativamente menores. Mais isto non implica necesariamente que a liberalización sexa a causa da redución, pois outros mercados eléctricos máis liberalizados viron subir os prezos e viceversa. A concentración empresarial nas actividades de mercado é intensa en toda Europa, pero non existe acordo sobre se se

permiten situacións de poder de mercado, máis alá das sancións impostas a algunhas empresas pola CNMC. Existe acordo en que a regulación do investimento en capacidade, mix enerxético, transporte e distribución debe mellorarse para acadar unha maior eficiencia. A protección ao consumidor mellorou trala privatización, pero parece estar causada pola normativa europea, mais que polo propio efecto da liberalización.

A principal limitación ao realizar este traballo foi poder atopar suficiente información estatística homoxénea sobre o sistema eléctrico nos diferentes países europeos. Asemade, os frecuentes cambios normativos dificultan o seguimento e evolución do sector eléctrico e, especialmente, poder analizar as causas dos cambios.

Como posibles ampliacións do traballo, suxírese un estudo comparativo a nivel europeo da situación actual do sector eléctrico, centrándose na eficiencia, no poder de mercado, nos prezos dos mercados maiorista e minorista e da distribución e o transporte, ou das regulacións de investimento.

# Bibliografía

Aranzadi, C. (2014). La política energética en el sector eléctrico. *Economía Industrial*, 394, 79-89.

Arévalo, E., Gutiérrez, M. T. (2005). La eficiencia técnica del sector eléctrico peninsular español: un análisis del período 1998-2001. *Economía Industrial*, 364, 171-179.

Baeza, R. (2005). Horizonte a largo plazo en la generación eléctrica. *Economía industrial*, 364, 87-102.

Beato, P. (2005). La liberalización del sector eléctrico en España: ¿un proceso incompleto o frustrado? *Información Comercial Española*, 826, 259-281.

Becker, F. (2011). Prospectiva de la electricidad en España. *Estudios de Economía Aplicada*, 29 (2), 415-432.

Carbajo, A. (2005). Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Economía Industrial*, 364, 55-62.

Castro-Rodríguez, F. (2007). La configuración del mix tecnológico en un sistema eléctrico liberalizado. *Economía Industrial*, 364, 75-86.

Cliffton, J.; Comín, F., Díaz, D. (2006). La privatización de empresas públicas en la UE: ¿la vía británica o la senda europea? *Revista de Economía Mundial*, 15, 121-153.

<https://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/sobreenerg%C3%ADa.aspx>

Comín, F. e Díaz, D. (2004). *La empresa pública en Europa*. Madrid: Síntesis.

Sánchez, M. del C. (2007). *A privatización da empresa pública española: repercusións na economía galega*. Vigo: A Nosa Terra.



Costa, M. T. (2014). El proceso de liberalización de la economía española: el caso del sector eléctrico. En J. A. Alonso e R. Myro (dirs.), *Ensayos sobre economía española: homenaje a José Luis García Delgado* (pp. 297-309). Cizur Menor (Navarra): Civitas.

De Quinto, J. (2005). La planificación de la red de transporte eléctrico en un entorno competitivo. *Economía Industrial*, 364, 103-111.

Fabra, N. (2005). La electricidad: mercado, inversiones y garantía de suministro. *Economía Industrial*, 364, 63-74.

Folgado, J. (2011). Una reflexión sobre el sistema eléctrico español. *Estudios de economía aplicada*, 29 (2), 433-448.

Gallego, C., Victoria, M. (2012). *Entiende el mercado eléctrico*. El Observatorio Crítico de la Energía. Recuperado de: [http://observatoriocriticodelaenergia.org/files\\_download/Entiende\\_el\\_mercado\\_electrico.pdf](http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf)

García, M. T., Mariz R. M. (2005). Efectos de la liberalización en el *pool* eléctrico español: ¿eficiencia o comportamiento estratégico? *Boletín de Estudios Económicos*, 185, 333-358.

Gómez, T. (2005). Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución. *Economía Industrial*, 364, 113-124.

González, I. (2013). Liberalización del sector eléctrico: medidas para la protección del consumidor y lucha contra la «pobreza energética». En J. L. Piñar (coord.), *Crisis económica y crisis del estado de bienestar. El papel del Derecho Administrativo* (pp. 459-471). Madrid: Reus.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, Ley 54/1997, de 28 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de noviembre de 1997, núm. 285, pp. 35097-35126.

Mur, M. (2005). Privatización y eficiencia: el caso de Endesa. En *XII Encuentro de Economía Pública: Evaluación de las políticas públicas*. Palma de Mallorca

Ocaña, C. (2001). El papel de los reguladores en los nuevos mercados de la energía. *Economiaz*, 46, 242-267.

<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos>

Palazuelos, E. e Vara, M. J. (2008). Las reformas liberalizadoras en el sector energético de la Unión Europea. *Revista de Economía Mundial*, 18, 423-436.

PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA, Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 14 de agosto de 2009, núm. 211, pp. 55-93.

<http://www.ree.es/es/actividades>

REE (2015). *El sistema eléctrico español. Avance 2015*. Recuperado de: [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance\\_informe\\_sistema\\_electrico\\_2015\\_v2.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2015_v2.pdf)

Rivero, P. (2011). Mi visión del sector eléctrico: ¿mercado o regulación? *Cuadernos de Energía*, 31, 64-68.